

Atti di Convegno

SAFAP 2023

SICUREZZA E AFFIDABILITÀ DELLE ATTREZZATURE A PRESSIONE E DEGLI IMPIANTI DI PROCESSO

Brescia - 22, 23 e 24 novembre 2023

INAIL

2023



Atti di Convegno

The logo for INCIL is a solid gold rectangle with the word "INCIL" in white, bold, uppercase letters positioned at the top left corner.

INCIL

SAFAP 2023

**SICUREZZA E AFFIDABILITÀ DELLE
ATTREZZATURE A PRESSIONE E
DEGLI IMPIANTI DI PROCESSO**

22, 23 e 24 novembre 2023

Edizione 2023

Pubblicazione realizzata da

INAIL

Dipartimento innovazioni tecnologiche e sicurezza degli impianti,
prodotti e insediamenti antropici (Dit)

Editing

Francesca Ceruti

Daniela Gaetana Cogliani

per informazioni

INAIL - Dipartimento innovazioni tecnologiche
e sicurezza degli impianti, prodotti e insediamenti antropici
via Roberto Ferruzzi, 38/40 - 00143 Roma
dit@inail.it

www.inail.it

© 2023 INAIL
isbn 9788874848287

Gli autori hanno la piena responsabilità delle opinioni espresse nella pubblicazione, che non vanno intese come posizioni ufficiali dell'Inail.

Le pubblicazioni vengono distribuite gratuitamente e ne è quindi vietata la vendita nonché la riproduzione con qualsiasi mezzo. È consentita solo la citazione con l'indicazione della fonte.

INDICE

Sessione Progettazione e costruzione

G. Giannelli, N. Altamura, V. Galasso, A. Mele, M.F.S. De Musso

Approfondimento sulla costruzione ed esercizio in sicurezza di impianto di acqua surriscaldata alimentato dal calore dei pannelli solari, tra innovazioni tecnologiche e criticità normative..... pag. 1

F. Giacobbe, E.M. Carducci, F. Buti, L. Pugliese

Raccolta dei dati ed analisi statistica dei rilievi emersi nell'ambito della valutazione di conformità di attrezzature e insiemi a pressione..... pag. 15

L. Scano, L. Santi

Progettazione e certificazione PED di un impianto con reattore di carbonatazione operante in regime di creep-fatica..... pag. 28

R. Acerboni, N. Altamura, E. Bemporad, G. Gorrino, G. Vaccaro

Dalla costruzione all'esercizio in sicurezza dei recipienti criogenici fissi isolati sottovuoto. Casi studio..... pag. 43

F. Giacobbe, E. Bemporad

Nuovo approccio all'operatività degli organismi di valutazione della conformità alla PED alla luce dell'evoluzione delle modalità di accreditamento per scopi di notifica..... pag. 59

C. Puccini, L. Schoepflin, C. Ferri, S. Bonvicini, O. Borgia

Valutazione ingegneristica di alcuni aspetti del ciclo di vita degli impianti per il trasporto, lo stoccaggio e l'utilizzo di idrogeno..... pag. 70

V. Prete, G. Gorrino, M. Bortelli, G. Clerici, E. Portigliatti

Gruppi frigo ad ammoniaca: evoluzione della tipologia e dei criteri di progettazione dei sistemi di sicurezza in caso di rilascio..... pag. 86

G. Vaccaro, F. Moncini

Correlazione tra progettazione di attrezzature a pressione e normativa sugli spazi confinati..... pag. 98

Sessione Pericolo di incidenti rilevanti 1

G. Ancione, V. Bartolozzi, P. Bragatto, M. F. Milazzo

Esercizio sicuro di attrezzature critiche nella raffinazione di petroli ad elevato contenuto di zolfo: un approccio innovativo..... pag. 109

G. Ancione, P. Bragatto, R. Saitta, G. Fiumara

L'utilizzo della Realtà Aumentata per la gestione dell'invecchiamento delle apparecchiature critiche attraverso un Sensore Virtuale..... pag. 122

D. Di Fonzo, V. Bartolozzi, G. Augugliaro, G. Vaccaro, R. Lena Monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento dei liner anticor in PEAD rinforzati con fibre aramidiche, utilizzati nelle applicazioni di relining delle sea lines.....	pag. 134
M.R. Vallerotonda, A. Andolina, E. Artenio, E. Bemporad, M. Borino, D. Di Fonzo, V. Galasso, M.F. Milazzo, F. Moncini, F. Palombo, A. Pirone, T. Vairo, F. Vazzana, C. Delle Site Piano di monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento di apparecchiature e impianti negli stabilimenti Seveso.....	pag. 146
R. Setola, A. Chittaro, A. Cestari Security di una infrastruttura gas.....	pag. 159
M. Del Gaudio, C. Piccolo, A. De Cristofaro, A.M. Ammendola, F. Vitobello Attrezzature a pressione a servizio di un simulatore di ageing su collettori solari.....	pag. 170
C. Simeoni, A. Nebbioso, A. Di Francesco, P. Iacono Analisi congiunta dei settori "Seveso" e "Attrezzature a pressione": esame e approfondimento statistico dei dati istituzionali.....	pag. 181
E. Tassinario, G. Franchino, M. Scelza, V. Prete, A. Urso, A. De Palma, A. Cicaterri, L. Gallerano Caso studio per l'applicazione della metodologia RBI nell'industria chimica, in uno stabilimento con pericolo di incidente rilevante.....	pag. 193

Sessione Analisi dei rischi

R. Setola, B. Fabiano, S. Ansaldo Analisi dei rischi emergenti connessi con la trasformazione digitale: il progetto DRIVERS.....	pag. 203
F. Cucè, M. Cantone, R. Nicosia, R. Acerboni, F. Boella, A. De Palma, F. Rocchi Implementazione di un piano di gestione dei giunti flangiati imbullonati con interposta guarnizione negli impianti chimici e petrolchimici. Un approccio di "flange management" per la riduzione dei rischi.....	pag. 215
G. Romano, A. Romano, A. Mormile Analisi di rischio per LNG carrier in area portuale con il supporto di metodologie avanzate: approccio combinato fluidodinamica computazionale (CFD) e analisi termostrutturale (FEM).....	pag. 227
R. Lauri, E. Incocciati, F. Valentino, B. Pietrangeli Applicazione di una metodologia di analisi dei rischi ad un modello di economia circolare finalizzato alla produzione di poliidrossialcanoati.....	pag. 241
F. Pera, A. Pireddu, G. L. Amicucci, E. Del Prete Concentrazione di idrogeno in ambiente chiuso.....	pag. 253

D. Sallustio, F. P. Nigri

Applicazione del metodo HazOp e della tecnica LOPA per l'accettabilità del rischio di processo..... pag. 263

G. De Gennaro, D. Sallustio, F. Mele, A. Cocchiario

Studio di un sistema di «manutenzione predittiva» dei componenti di caldaia di una centrale elettrica alimentata da biomassa combustibile..... pag. 275

C. Piccolo, M.M. La Veglia, N.N. Pagano, M. Affinita, J. Pardi, D. Salzano

Gestione del rischio nell'ambito portuale..... pag. 289

Sessione Pericolo di incidenti rilevanti 2

C. Delle Site, E. Artenio, I. Mazzarelli

Valutazione di analisi post incidentali in occasione di ispezioni del Sistema di Gestione della Sicurezza..... pag. 306

F.M. Fabiani, S.M. Ansaldo

Interferenza fra attrezzature per lavori in quota e impianti di processo negli stabilimenti con pericolo di incidente rilevante..... pag. 320

M. R. Vallerotonda, A. Pirone

Incidenti e quasi incidenti originati da guasti elettrici negli stabilimenti Seveso..... pag. 334

F. Simone, P. Agnello, S. M. Ansaldo, G. Di Gravio, R. Patriarca, M. Tronci

Analisi della completezza dei report di quasi-incidente nella direttiva Seveso..... pag. 346

S. Carra, P. Agnello, L. Monica, C. Di Girolamo

Il ruolo dell'errore umano in incidenti e quasi-incidenti nei siti di stoccaggio di GPL: indagine ad ampio raggio tramite analisi di database incidentali..... pag. 358

F. Delli Quadri

Esplosione CVE ed incendio di vapori infiammabili durante svuotamento di serbatoio atmosferico – criticità delle operazioni di cambio/travasato di liquidi altamente infiammabili da serbatoio a serbatoio..... pag. 367

B. Conestabile della Staffa, A. Lambertini, R. Cerritelli, G. A. Zuccarello, L. Magnani

Principali elementi gestionali critici individuati nelle ispezioni dei SGS-PIR negli stabilimenti RIR ubicati nella provincia di Bologna..... pag. 382

A.J. Nakhal Akel, F. Simone, V. Franzoni, A. Alvino, S.M. Ansaldo, M.R. Vallerotonda, M.F. Milazzo, R. Patriarca

Un approccio sistemico per rappresentare la Direttiva Seveso III..... pag. 396

V. Prete, G. Gorrino, S. Manna, A. Urso, I. Briasco, P. Anesa, A. Brossa, N. Proietti, G. Odino

Studio finalizzato ad una diversificazione energetica integrata all'interno di uno stabilimento a rischio rilevante..... pag. 409

N. Mordà, C. De Simone

Curve di danneggiamento di SSC in ambito RIR: applicazione della teoria della dinamica aleatoria..... pag. 418

V. Nastasi, A. Muratore, M. Bellissimo, G. Giannelli, G. Grillone

Valutazione degli scenari di rischio a seguito di rilascio GPL negli stabilimenti con pericolo di incidenti rilevanti. Caso Studio..... pag. 434

Sessione Tecnologie di sicurezza

R. Marrasso, G. Pinna, M. R. Vallerotonda, P. Bragatto

Le ispezioni di integrità attraverso la transizione digitale..... pag. 446

L. Di Donato, A. Ferraro, D. Freda, M. Pirozzi, L. Ricciardi, M. Venafro

De-energizzazione smart negli impianti di processo: l'esempio Eni..... pag. 459

L. Comel, R. Grasseti

Sistemi di rivestimento per l'ottimizzazione della durabilità e dell'efficientamento energetico di scambiatori di calore pag. 470

G. Giannelli, G. Grillone, N. Altamura, V. Nastasi, A. Muratore

La Conduzione dei generatori di vapore: tra realtà e realtà aumentata..... pag. 480

F. Giannini, K. Lupinetti, M. Monti, L. Mantelli, A. Traverso, G. Augugliaro, S. Anastasi, L. Monica

Una piattaforma immersiva per il training di certificatori e conduttori di generatori di vapore..... pag. 491

R. Marrasso, F. Vazzana

Misure di riorganizzazione e continuità gestionale durante la pandemia: casi studio dalle ispezioni Seveso sull'industria di processo..... pag. 502

A. Romanelli, A. Serra, F. Praolini, M. Geneletti

Descrizione di un ciclo energetico totalmente green alla luce delle ultime evoluzioni tecnologiche..... pag. 511

L. Fiorentini, F. Dattilo, F. Vazzana

La gestione del rischio nello stoccaggio energetico mediante batterie agli ioni di litio: i rischi emergenti connessi con gli impianti BESS..... pag. 523

D. Sallustio, F. P. Nigri

Stima della probabilità di guasto su richiesta (PFD) con le relazioni semplificate dell'IEC 61508..... pag. 533

F. Giacobbe, C. Mennuti, E. Pichini, G. Rondinella, G. Pinna, F. Castorina, S. Geppetti, R. Calcagni

UNI/TS 11325-13 - Sistema di monitoraggio dei dati di esercizio di attrezzature a pressione..... pag. 545

G. Grillone, A. Muratore, R. Sunseri, S. Festa, V. Nastasi

Accumulatori idraulici installati negli aerogeneratori: misure di sicurezza per il controllo della pressione di esercizio..... pag. 553

Sessione Attrezzature e insiemi a pressione

C. De Toro, G. Battista, R. Luciano, F. Viola, F. Terzo

La gestione tecnica delle apparecchiature a pressione a servizio degli aerogeneratori eolici ed assoggettate al controllo obbligatorio di verifica e dichiarazione di messa in servizio (Artt. 4 e 6 del d.m. 329/2004)..... pag. 565

P. Addonizio, N. Pedicini, C. Barbarossa, A. Ferraro, N. Magnelli

Azienda – Istituzione è possibile collaborare? Un caso di successo nell'ambito delle attrezzature ed impianti in pressione..... pag. 573

E. Pichini, I. Mazzarelli, A. Tonti, E. Artenio, L. Tonarelli

Contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche: le disposizioni nazionali (d.m. 1.12.1980) e l'evoluzione delle norme europee..... pag. 583

P. Bragatto, G. Ancione, M. F. Milazzo, E. Proverbio

Gestione dell'integrità dei serbatoi di stoccaggio atmosferico: alcuni risultati recenti..... pag. 598

E. Di Ponzio, A. Alvino, N. Altamura, A. Mele, F. Dibello

Strategie SW e tecniche HW di prevenzione dei danni metallurgici per surriscaldamento locale, di tubi catalitici in forni per steam reforming, correlato con le fasi di avvio e spegnimento del forno..... pag. 610

M. Giacobbo, R. Bordignon, F. Sudiro

La procedura di Lockout-Tagout (LOTO) applicata agli impianti di processo: una metodologia sicura per l'isolamento delle energie durante le fasi di manutenzione, riparazione, ispezione..... pag. 626

J. Ferino, I. Mazzarelli, A. Meleddu, E. Pichini

Caratterizzazione e accettazione di materiali in composito per attrezzature a pressione: setup della procedura sperimentale e primi risultati..... pag. 638

E. M. Ognibeni, L. Iori, P. Beber, A. Turri, M. Oss, G. Pilzer

Serbatoi GNL orizzontali, problematiche e soluzioni pag. 650

A. Rotondaro, A. F. Cosentini

Recipienti a pressione per stoccaggio gpl. Analisi mediante approccio statistico sui malfunzionamenti rilevati nelle installazioni e considerazioni sulla valutazione di conformità nei serbatoi soggetti a modifica..... pag. 662

Sessione Meccanismi di danno e interventi di riparazione

A. Falla, A. Blanco, G. Mugnioco, C. Percolla

La riparazione di attrezzature a pressione con materiali compositi a distanza di undici anni dall'emanazione del Decreto-Legge 22 giugno 2012, n. 83, "Misure urgenti per la crescita del Paese". Aspetti tecnici e normativi alla luce delle riparazioni eseguite e dei risultati ottenuti..... pag. 675

F. Rossetti, N. Palumbo, A. Serra, P. Tria

Riparazione e rimessa in esercizio del generatore di vapore a tubi d'acqua Macchi appartenente al Gruppo 3 della Centrale A2A Lamarmora di Brescia..... pag. 687

A. Antonini, A. Alvino, A. Tonti, S. Matera, O. Tassa

Evoluzione microstrutturale degli acciai grado 91 e 92. Lo studio dei precipitati come strumento per valutarne l'invecchiamento e la resistenza allo scorrimento viscoso..... pag. 697

A. Blanco, A. Falla, A. Lillo, A. Russo, R. Acerboni, F. Boella, A. De Palma, G. Saputi, E. Artenio

La riparazione di tetti di serbatoi utilizzando materiali compositi: aspetti tecnici e di sicurezza..... pag. 713

E. Pichini, I. Mazzarelli, M. Panciatici, M.M. Radici, C. Bolgiani

Analisi di difetti su generatori di vapore: rilievi di cricche trasversali, esame delle cause, provvedimenti adottati per l'esercizio in sicurezza..... pag. 722

F. Piccini, L. Scano

Valutazione dell'integrità strutturale di tubazioni in pressione: il caso di una condotta forzata realizzata nel 1940..... pag. 735

M. Giuffrida, C. Grazioli, M. Platania

Forni reforming catalitico: fenomeni di degrado su tubazioni in acciaio hp grade.... pag. 747

P. Traini, N. Palumbo, F. Rossetti

L'approccio analitico per la sostituzione, mediante riparazione, di una tubazione munita di liner interno di protezione, facente parte di un sistema di desurriscaldamento vapore: l'esperienza di un Generatore di Vapore a Recupero di un Ciclo Combinato..... pag. 760

Sessione Rischio NaTech

F. Geri, S. Pantanella, C. Raimondo, E. Sampino, S. Tafaro

Importanza della "preparedness" nella gestione degli eventi Natech nell'ambito degli stabilimenti PIR..... pag. 774

S. Campana, R. Iovene, R. Vasile

Valutazione del rischio NaTech di tipo idrogeologico per le condotte di trasporto di sostanze pericolose..... pag. 788

M. Salimbeni, M. De Angelis, V. Vezzari, M. Ciucci

Valutazione e gestione del rischio NaTech da sisma per serbatoi atmosferici a tetto galleggiante in stabilimenti industriali con Pericolo di Incidente Rilevante..... pag. 798

A. Marino, G. J. O'Reilly, P. Dubini, F. Dacarro, S. Mascetti

Navigazione Risk-Aware in impianti industriali PIR a rischio di incidenti NaTech..... pag. 810

G. Romano, S. Colombo, F. Chillè, D. Ardivino

Analisi NaTech Sisma per impianti a rischio di incidente rilevante: applicazioni operative con il supporto della tecnologia "Scan3D to FEM"..... pag. 822

A. Marino, G. Berardo, A.C. Lio, Mariano Ciucci
Valutazione e gestione del rischio NaTech da Eventi Idrogeologici..... pag. 833

A. Muratore, V. Nastasi, C. Delle Site, G. Grillone, G. Giannelli
Metodo ad indice per la stima del rischio alluvioni per le attrezzature a pressione.... pag. 845

Sessione Diagnostica

D. Bogomolov, E. Burda, S. Mariani, M. G. Gaeta, N. Testoni, C. Mennuti, G. Augugliaro, A. Marzani
Approccio basato sull'entropia del segnale per la stima dei tempi di arrivo delle emissioni acustiche nel monitoraggio delle apparecchiature a pressione..... pag. 858

M. Reggiani
La nuova UNI EN ISO 9712:2022 – Prove non distruttive – Cosa è cambiato?..... pag. 861

G. Augugliaro, F. Brini, L. Bruzzo, C. Mennuti, P. Quaresima
Detezione di difetti artificiali in tubazioni in polietilene ad alta densità..... pag. 876

L. Ricciardi, R. Marchetto, E. Schiesaro
Tecnologia a raggi cosmici per la ricerca di perdite di idrocarburi da condotte interrato..... pag. 885

D. Sallustio, E. Mazzi, S. Larghi
Economizzatore a bassa temperatura (LLTE), una soluzione flessibile nella transizione energetica..... pag. 895

C. Di Girolamo, S. Carra, L. Monica, A. Tonti
Criteri di applicabilità di metodologie alternative o complementari alla prova idraulica su attrezzature a pressione..... pag. 905

A. Fiodo, A. Alvino, E. Di Ponzio, D. Lega, A. Antonini
Le principali forme di danno nei forni di steam reforming: caratterizzazione e metodologie diagnostiche..... pag. 916

A. Mura, A. Rubinato, M. De Martin, M. Bonetto, D. Realdon
Utilizzo di dispositivi mobili per l'attività di monitoraggio dello stato degli impianti.... pag. 931

C. Andenna, D. Lega, C. Mennuti
Metodi di stima della vita residua di tubazioni in polietilene: una review pag. 942

F. Rossetti, N. Palumbo, A. Serra, D. Airoidi
Verifica d'integrità decennale di un generatore di vapore a tubi d'acqua al servizio della linea 1 del Termoutilizzatore A2A di Brescia..... pag. 953

N. Pedicini, M. Faiella, C. Liccardo, L. Tassan Pagnochit, A. Cocchiaro
Analisi dei meccanismi di corrosione di un surriscaldatore di vapore all'interno del termovalorizzatore di Acerra..... pag. 963

R. Cozza
Fattore di danno da creep secondo le metodologie di riferimento API 581..... pag. 971

Sessione Strumenti per la sicurezza

F. Ceruti, D.G. Cogliani, C. Delle Site, A. Nebbioso

Repository Safap: il database degli articoli..... pag. 983

F. Pastoret, G. Gorrino, S. Manna, A. Urso, S. Spinoso

Centrale di teleriscaldamento alimentata a combustibile solido. Caso studio..... pag. 995

M.P. Gatto, C. De Toro, I. Campitelli, R. Di Leo, G. Selvestrini

Incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose: rilevazione ed identificazione chimica *on site*..... pag. 1004

G. Vaccaro, M. Torres, F. Moncini, D. Di Fonzo, F.P. Sofia

Installazione ed esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 m³..... pag. 1017

M.N. Tini, M.A. Palazzi, A. Dubbini, P. Grilli, G. Cristiano, E. Manna

L'integrazione dell'analisi dei rischi derivanti da attacchi informatici nel Sistema di Gestione della Sicurezza degli Stabilimenti RIR pag. 1029

F. Petrosino, G. Marino, I. Campitelli, O. Di Donato

Criticità operative nella gestione degli impianti di aria compressa del Centro Italiano Ricerche Aerospaziali..... pag. 1046

R. Mercurio, A. Mercurio, G. Paglione, A. Turi, G. Piva

Analisi e individuazione delle cause che hanno prodotto lo scoppio di un generatore di vapore a tubi da fumo a fondo bagnato..... pag. 1054

N. Palumbo, E. Bemporad, G. Gurnari

Background delle formule per il calcolo della deformazione di membrane di attrezzature a pressione..... pag. 1067

P. Addonizio, E. Opromolla, N. Pedicini, L. Tassan Pagnochit, A. Baccichet, A. Cocchiaro

Analisi descrittiva e verifica sperimentale delle catene di sicurezza (safety loops) a protezione di un generatore di vapore del termovalorizzatore di Acerra..... pag. 1083

L. Carta, M. Maurino

Innovazione tecnologica negli impianti di riscaldamento ad Acqua Calda: Telegestione degli impianti con sistemi di espansione a vaso prepressurizzato e Sistemi di sicurezza integrativi telegestiti..... pag. 1096

R. Modestino, M. P. Gatto, G. Aversa, D. Strollo, G. Florida

Aria compressa nell'azienda vitivinicola, usi innovativi per le produzioni di alta qualità..... pag. 1108

R. Iovene, R. Vasile, A. Morettini

Rischio Legionella in impianti per la produzione di acqua calda ad uso sanitario..... pag. 1117

M. del Gaudio, R. Modestino, C. Festa, J. Pardi

Sicurezza nell'utilizzo di serbatoi GPL..... pag. 1130

S. Anastasi, F. Ceruti, P. De Cillis, C. La Gioia, R. Modestino, V. Mordanini, A. Nebbioso, L. Ricciardi

Il Technical Repository: modello di gestione digitale di flussi documentali relativi alle attrezzature a pressione..... pag. 1144

M. Babbo, P. Morucchio, R. Acerboni, J. Longo, G. Saputi

Testo Unico sulla salute e sicurezza sul lavoro d.lgs. 81/08 art. 71 e del d.m. 11 aprile 2011. Panoramica relativa alle denunce delle attrezzature/insiemi a pressione. Operatività nelle attività di riqualificazione periodica, formazione e informazione delle figure della sicurezza..... pag. 1156

D. Sallustio, G. De Gennaro, G. Ianziti, M. Guerrieri

Analisi di stabilità dei sistemi di sicurezza: confronto tra le normative EU ed extra EU..... pag. 1162

C. Grazioli, P. Sergi

Esercizio di generatori di vapore con almeno 45 anni di vita: considerazioni su casi studio..... pag. 1174

R. Iovene, R. Vasile, C. Pagano, M. Di Giacomo

Centrale Termoelettrica di Gissi (CH) – HP Interstage DSH..... pag. 1186

A. Carro, M. Quadalti

Intervento di riparazione di un debenzinatore per olio alimentare.....pag. 1198

F. Ciancetta, S. Mari, G. D'Ovidio, R. Iovene, R. Vasile

Progettazione preliminare e analisi dei rischi associati alla diffusione delle tecnologie a celle a combustibile nel settore dei trasporti, finalizzati allo sviluppo di una Hydrogen Valley..... pag. 1206

V. Prete, A. Urso, A. De Palma, S. Manna, A. Colautto, L. Viarengo, M. Fischetti, G. Odino

Revamping di un impianto di compostaggio con produzione di biogas ed adozione di un sistema di Upgrading per minimizzare gli autoconsumi elettrici e massimizzare il tasso di recupero del metano..... pag. 1219

A. Carro, M. Quadalti

Interventi di riparazione in generatori di vapore con fumi particolarmente aggressivi (termovalorizzatori, biocombustibili)..... pag. 1228

P. Amodeo, G. Argento, F.P. Sofia, G. Sunseri

I sistemi di protezione dalle scariche atmosferiche negli edifici e costruzioni contenenti depositi di sostanze esplosive o nei quali si lavorano o si manipolano sostanze esplosive..... pag. 1236

Approfondimento sulla costruzione ed esercizio in sicurezza di impianto di acqua surriscaldata alimentato dal calore dei pannelli solari, tra innovazioni tecnologiche e criticità normative

G. Giannelli¹, N. Altamura², V. Galasso³, A.Mele⁴, M.F.S. De Musso⁵

¹ Inail - Uot di Como

² Inail - Uot di Bari

³ Inail - Uot di Taranto

⁴ Inail - Uot di Taranto

⁵ Inail - Uot di Bari

Abstract

La spinta all'utilizzo di tutte le fonti rinnovabili per alimentare anche gli impianti industriali ha accelerato la ricerca e l'utilizzo di nuove tecnologie destinate a capitalizzare al meglio le fonti naturali con il conseguente aumento dei rendimenti energetici.

In questo contesto molti impianti esistenti adibiti alla generazione e distribuzione del calore per i diversi processi industriali sono stati oggetto di operazioni di revamping e implementazione, con il conseguente miglioramento sia in termini di rese energetiche e sia in termini di abbattimento delle emissioni inquinanti.

Prendendo spunto da un caso reale di recente installazione, nella memoria si sono esaminati gli aspetti afferenti sia la sfera della costruzione e sia della gestione dell'esercizio di un impianto di acqua surriscaldata realizzato per implementare gli impianti di acqua calda e di vapore di uno stabilimento produttivo di bevande.

Un aspetto che sicuramente emerge dallo studio è un ritardo normativo, che in futuro ci si auspica di colmare. Tale ritardo porta da una parte ad una limitazione dello sfruttamento delle potenzialità tecnologiche-ambientali degli impianti e dall'altro a non poter utilizzare strumentazione atta ad innalzare i livelli di sicurezza degli stessi. In definitiva è risultato quasi doveroso attenzionare le criticità emerse e rubricare una serie di proposte di carattere tecnico/normativo, senza tuttavia alterare lo status attuale dei riferimenti legislativi che seppur modificati ed integrati nel tempo, fanno chiaro riferimento a fonti energetiche di tipo fossile.

Keywords: fonti rinnovabili, pannelli solari, acqua surriscaldata.

1. Sintesi del quadro normativo

Attualmente, la norma di legge di primo riferimento è il d.m. 1° dicembre 1975.

In particolare, il Titolo I°, Capo I° riguardano le norme di sicurezza per gli apparecchi contenenti anche l'acqua surriscaldata; infatti il Titolo I° si riferisce a "Liquidi caldi sotto pressione con temperatura superiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica", comprendendo tutti gli impianti di liquidi surriscaldati e i forni industriali.

Il Titolo II° del d.m. 1° dicembre 1975, al contrario si occupa dei "Liquidi caldi sotto pressione con temperatura inferiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica", connotando l'applicazione prevalentemente agli impianti di riscaldamento o semplicemente di acqua calda.

Infine, il Titolo III° sempre dello stesso d.m., oltre a regolamentare l'esercizio degli impianti già in essere nel 1975, incaricava l'ANCC (Associazione Nazionale per il Controllo della Combustione, confluita nell'Ispesl dal 1982 e poi nell'Inail dal 2010) di "emanare" le specificazioni applicative, costituite dalla Raccolta "R" (la più recente è del 2009) per il Titolo II° e dalla Raccolta "H" ed "F" per il Titolo I°.

Il dm 1 Dicembre 1975, pur rimanendo ancora in vigore, fa a sua volta riferimento ad una normativa che per alcuni aspetti risulta superata dalla legislazione europea sia in termini di esercizio e sia in termini di costruzione di impianti ed apparecchi in pressione (es. R.D. 824/19727 e d.m. 21.11.1972); inoltre, con l'entrata in vigore del d.m. 329/04 (con esattezza dal 12.05.2005) in materia di esercizio degli impianti ed apparecchi in pressione, sono state pubblicate le afferenti norme UNI della serie 11325, che dovranno costituire le nuove specifiche tecniche a cui far riferimento per la costruzione e l'esercizio anche degli impianti di vapore e acqua surriscaldata, così come richiesto dall'articolo 3 dello stesso d.m. 329/04 (es. UNI/TS 11325/10 pubblicata il 18/10/2018 e la UNI/TS 11325/3 pubblicata il 03/11/2021) non appena le stesse saranno "approvate" anche dai Ministeri competenti (Ministero delle Attività produttive e Ministero del Lavoro e delle politiche sociali).

L'edizione dell'attuale Raccolta H, risale al 1982 per diretta emanazione dell'ANCC, e pertanto al momento, per quanto non in contrasto con la normativa europea e nazionale, solo tale raccolta ha carattere cogente, mentre le suddette norme UNI sono di applicazione volontaria.

La Raccolta è composta da 10 capitoli che trattano argomenti che vanno dalle disposizioni generali fino agli apparecchi contenenti bagni per tintura, passando dai sistemi di espansione e dispositivi di sicurezza.

In particolare, si evidenzia come nel capitolo H1, la generazione di acqua surriscaldata è affidata fondamentalmente a due tipologie di apparecchi come i generatori di acqua surriscaldata (funzionanti ed equiparati ai generatori di vapore) e gli scambiatori di calore, fermo restando l'opportunità di utilizzare altri sistemi da far approvare al Consiglio Tecnico dell'ANCC.

2. Pannelli solari come generatori di acqua surriscaldata

Si premette che gran parte dell'attuale normativa tecnica, come ad esempio la serie delle norme EN 12977 è principalmente riferita alla realizzazione di impianti solari

termici per la produzione di acqua calda sanitaria (acs). Tuttavia, vi sono norme come la ISO 9806: 2013, la ISO 9488: 2022 e la ISO 9060: 2018, che indipendentemente dalle caratteristiche del fluido vettore, permettono la misurazione delle prestazioni del pannello; e in tale contesto un ruolo fondamentale viene giocato dalla pressione e temperatura di progetto del collettore solare, oltre ai molteplici fattori geometrici ed ambientali.

Considerando ora che per l'utilizzo industriale di acqua surriscaldata le pressioni non superano i 30 bar e che le temperature richieste non vanno oltre i 250 °C, molti costruttori realizzano collettori composti da tubi con diametro massimo di 1" in acciaio inossidabile. Al contrario, per l'acs le pressioni e le temperature di esercizio sono inferiori e rendono più semplice la costruzione dei pannelli. Infatti, un pannello solare adibito al riscaldamento diretto di acqua, detto comunemente pannello solare termico, è generalmente composto da un recipiente bollitore con entrata di acqua fredda ed uscita di acqua calda, collegato ad un sistema di captazione dell'energia solare, composto generalmente da una tubazione in serpentino che prende il nome di collettore.

Un classico schema di pannello singolo per acs è rappresentato dalla Figura 1, mentre in Figura 2 è rappresentato lo schema tipico di impianto domestico di acs, in cui si evince la funzione ausiliaria del pannello solare termico. Infatti, in tali impianti l'istantaneità della produzione dell'acqua calda è sempre data dalla caldaia, mentre il preriscaldamento dell'acqua calda e quindi l'importante vantaggio termico è assicurato dall'accumulo della stessa all'interno del boiler.

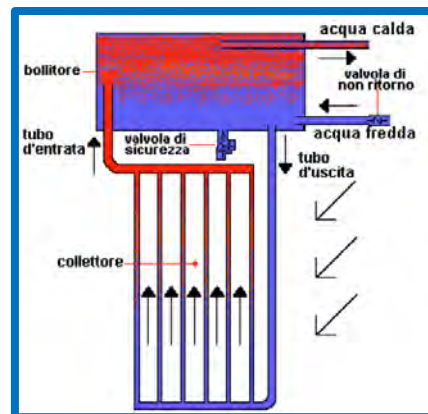


Figura 1. Schema di pannello solare termico

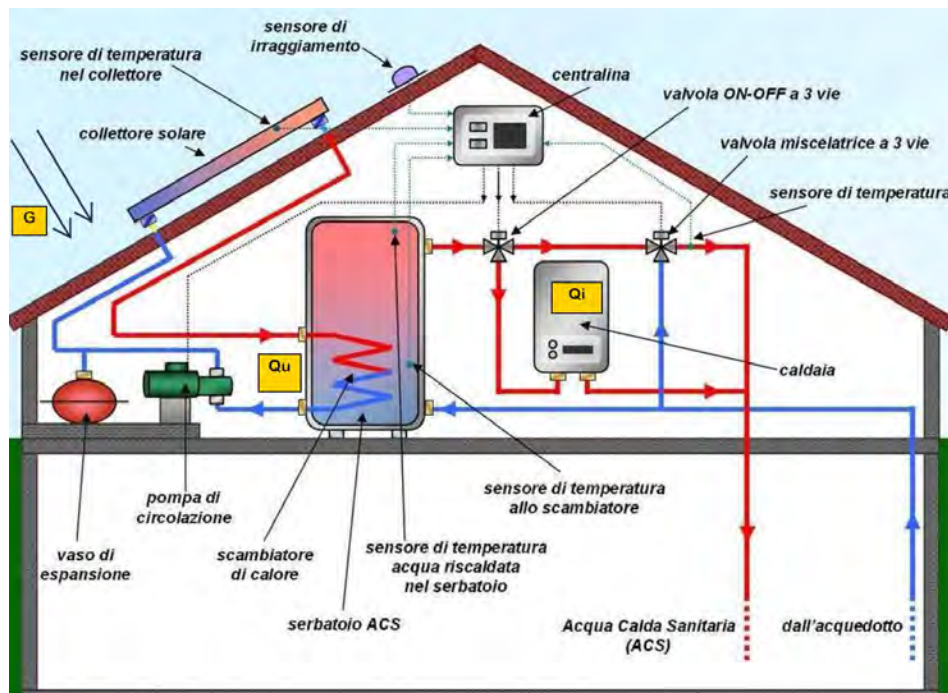


Figura 2. Schema impianto solare termico con circolazione forzata

Se si assume per:

- "G" : la potenza di irraggiamento diretto per unità di superficie (espressa in W/mq);
- "A" : l'area della superficie del pannello;
- "Qu": la potenza a disposizione del boiler di accumulo,

il rendimento "η" di un pannello solare termico sarà semplicemente ottenuto dalla seguente relazione (1):

$$\eta = \frac{Q_u}{A G} \quad (1)$$

Tale rendimento però non sarà costante ma dipenderà dalla differenza di temperatura che esisterà fra l'ambiente esterno al pannello ("Ta") e il fluido vettore circolante ("Tp"). Infatti se con "K" (unica costante) si indicherà la dispersione fra il fluido vettore e l'ambiente esterno quando la differenza di temperatura fra i due fluidi (aria e termovettore) sarà pari ad 1 °K, per tener conto di ciò si introdurrà un coefficiente "δ" dato dalla relazione (2):

$$\delta = \frac{K (T_p - T_a)}{G} \quad (2)$$

Stabiliti allora "K", "δ", e il parametro sperimentale "b", il termine "h", partirà da un valore massimo "a", che si potrà raggiungere solo quando Tp sarà uguale a Ta (cioè δ =0), da cui seguirà una relazione lineare di diminuzione in funzione di un parametro "b", così come segue:

$$\eta = a - b \delta \quad (3)$$

Da quanto sopra si deduce che la potenza utile Q_u potrà al massimo essere uguale al valore " a x 100" (espresso in percentuale) di quella massima " A * G" captata dal pannello.

Un esempio di diagramma del rendimento è raffigurato sotto nella Figura 3:

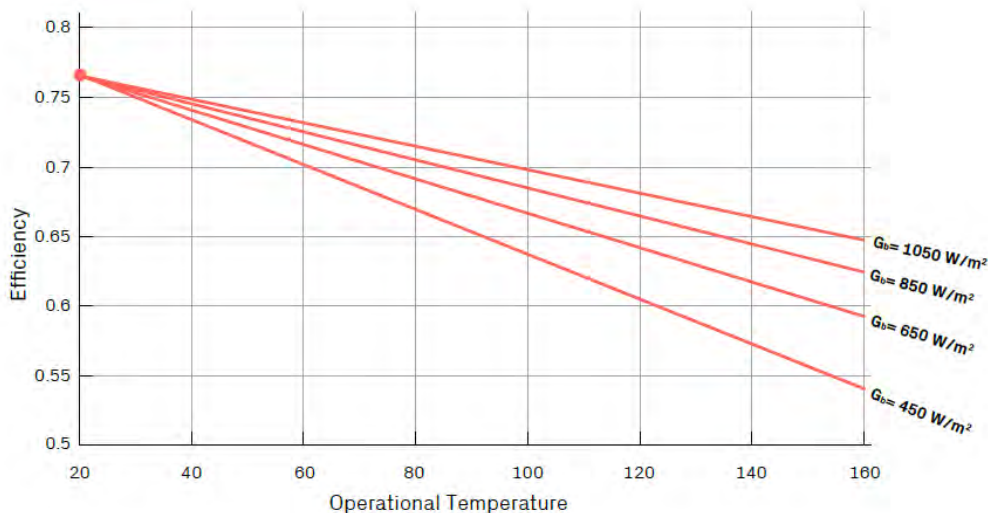


Figura 3. Rendimento di un pannello solare termico in funzione di T_p e G

Ora, se la relazione generale del bilancio energetico di un pannello solare termico sarà:

$$A G = Q_u + Q_{po} + Q_{conv} + Q_{cond} + Q_{rad} \quad (4)$$

Con:

- Q_{po} = perdite ottiche;
- Q_{conv} = perdite per convezione;
- Q_{cond} = perdite per conduzione;
- Q_{rad} = perdite per radiazione

risulterà evidente che dei buoni pannelli solari termici saranno costruiti per ridurre al minimo tali perdite e aumentare al massimo " Q_u ". In tale contesto il mercato offre diverse soluzioni, come i pannelli con i tubi sottovuoto, utilizzo di vetri antiriflesso, oppure isolamenti efficienti della struttura di supporto.

A prescindere dalla bontà del singolo pannello in termini di rendimento, deve rimanere chiaro che l'utilizzo degli stessi per la produzione di acqua surriscaldata è tuttavia legato al contenuto termico necessario alle utilities. Per tale scopo sono fondamentali i seguenti parametri:

- Temperatura di mandata dal circuito e afferente contenuto termico di 1 Kg di acqua;
- Temperatura di ritorno al circuito e afferente contenuto termico di 1 Kg di acqua;

- La portata "q" di acqua circolante.

Se i primi due parametri sono fissati dalla natura e poi dal progettista dei pannelli solari termici, l'unico parametro che ci permette di variare l'apporto termico alle utilities sarà la portata di acqua circolante e quindi sostanzialmente il numero dei pannelli solari termici da gestire. Se dalla figura 3 si considerasse la G_b più bassa di 450 W/mq e un'estensione di superficie irradiata totale di 1000 mq , teoricamente avremo una potenza totale di incidenza pari a 450KW , che ovviamente si ridurrà all'utilizzo in funzione del rendimento (Efficiency), a sua volta funzione della temperatura di mandata: aumentando la temperatura di mandata, diminuisce l'efficienza. Infatti, per una Temperatura di mandata di 160 °C il rendimento sarà di $0,54$ e quindi alle utilities saranno a disposizione solo 243 KW ($450 \times 0,54$). Se, invece, alla stessa temperatura di mandata si avesse a disposizione una potenza di irraggiamento G_b pari a 1050 W/mq , e quindi a parità di superficie una potenza totale di 1050KW , considerando un rendimento di $0,66$, la potenza utile totale alle utilities sarà di 693KW (1050×0.66).

Fissando quindi la massima potenza utile a disposizione per le utilities in funzione sia delle esigenze produttive e sia dei vincoli di sicurezza, non risulterà difficile pensare che attraverso la regolazione dell'angolazione dei pannelli solari termici si potrà regolare anche la potenza di irraggiamento diretta incidente G_b .

Da quanto sopra si evince una intrinseca relazione tra "q" e "G_b" e l'inevitabile realizzazione di una precisa logica di gestione che di base dovrebbe prevedere la seguente sensoristica:

1. Sensori di irraggiamento, solitamente in monocristallo di silicio che permettono di rilevare in W/mq la potenza in arrivo dei raggi solari, capaci di lavorare nell'intervallo di temperatura di $-35/+80\text{°C}$, con vento fino a 40 m/sec , e possono rilevare fino a 1500 W/mq . ;
2. Sensori di temperatura, possibilmente in acciaio inox capaci di rilevare nell'intervallo $-50/+260\text{°C}$;
3. Sensori di inclinazione;
4. Sensori di umidità;
5. Sensori per la velocità del vento, capaci di misurare velocità fino a 40 m/sec .

3. Altri componenti del circuito di acqua surriscaldata alimentato da pannelli solari termici

In linea generale l'impianto di acqua surriscaldata alimentato da pannelli solari termici rispecchierà l'andamento di un impianto di acqua surriscaldata classico. Le strutture principali saranno:

- Generatore di calore costituito da "n" pannelli solari termici collegati in serie fino a raggiungere una superficie congrua per le esigenze produttive;
- Vaso di espansione o batteria di vasi di espansione congrua al contenuto di acqua circolante;

- Sistema di pressurizzazione agente sul vaso di espansione, possibilmente costituito da alimentatore ad azoto;
- Impianto di trattamento delle acque di integrazione;
- Tubazioni di collegamento con punti di integrazione e scarico acque;
- Sensoristica;
- Accessori in pressione;
- Accessori di sicurezza;
- PLC di gestione delle logiche di esercizio e di sicurezza;
- Impianto elettrico;
- Eventuale impianto di aria compressa per attuatori elettropneumatici.

Considerati i volumi di acqua che saranno richiesti per avere una idonea energia termica per uso industriale, il calcolo del vaso di espansione e del sistema di pressurizzazione dovranno essere molto dettagliati e adeguati a valle della installazione. Infatti, in questo caso, moltissima attenzione dovrà farsi per il peso specifico dell'acqua alle varie temperature di esercizio e al mantenimento perfetto delle pressioni all'interno dell'intero circuito al fine di evitare dannose e pericolose vaporizzazioni dell'acqua.

4. Analisi dei Rischi

A prescindere dagli obblighi imposti dalla normativa di legge, attualmente l'analisi dei rischi afferente gli impianti di acqua surriscaldata alimentati da energia solare dovranno inevitabilmente comprendere le analisi e le valutazioni riguardanti dispositivi non previsti dalla normativa, ed in particolar modo la loro efficienza e affidabilità.

Un esempio potrebbe essere il banale funzionamento del sistema di inclinazione dei pannelli solari termici: infatti sintetizzando al massimo l'analisi, l'accensione e lo spegnimento del generatore di calore per acqua surriscaldata dipenderà dal corretto funzionamento di tale dispositivo. A sua volta tale dispositivo agirà in funzione di comandi generati da altri sensori, primo fra tutti il sensore di irraggiamento.

Il tipo di analisi dei rischi da applicare agli impianti industriali di acqua surriscaldata alimentata da fonti rinnovabili dipenderà anche dal tipo di utilities da alimentare. Infatti, la complessità dell'analisi sarà funzione della complessità dell'impianto di utilizzazione e non della sola componente di produzione di acqua surriscaldata.

Come esempio di caso studio prendiamo in considerazione un impianto solare termico di acqua surriscaldata realmente esistente destinato alla produzione di vapore ausiliario e di integrazione all'impianto principale di produzione vapore, nonché produzione di acqua calda per accumulo in recipiente avente funzione di volano termico, in cui sono stati utilizzati 120 pannelli solari termici per un'area netta di 661,2 mq, con una produttività massima di 470 KW, e avente le seguenti caratteristiche di progetto:

- Temperatura di ingresso dalla centrale dei pannelli solari: 169,8 °C;
- Temperatura di uscita dalla centrale dei pannelli solari: 163,8 °C;

- Pressione massima di esercizio: 8 bar;
- Portata massima in circolazione: 1183 litri/min;
- Pressione di apertura della valvola di sicurezza del vaso di espansione: 9,5 bar;
- Temperatura massima raggiungibile nel circuito e nel vaso di espansione: 180°C;
- Contenuto di acqua nel circuito totale primario: 2800 litri;
- Volume massimo di espansione consentito in esercizio: 509 litri;
- Volume totale del vaso di espansione : 1400 litri.

Una funzione fondamentale nell'intera logica di funzionamento la eseguono le valvole a tre vie che sono opportunamente comandate per distribuire i flussi di acqua surriscaldata, senza considerare l'importante corretto funzionamento di tutti i trasduttori di pressione, temperatura e portata.

Per un tale impianto il sistema più adatto di analisi dei rischi è quello Hazop, in cui ci devono essere i seguenti elementi di base:

1. Disegni ben numerati ed aggiornati di ogni impianto e parti di esso, contenenti anche i riferimenti a disegni contigui;
2. Corretta denominazione degli Item di ogni componente, qualsiasi esso sia;
3. Data sheet di ogni componente;
4. Individuazione dei nodi di analisi dei rischi;
5. Individuazione di sottonodi o sheet per ogni nodo di analisi dei rischi;
6. Per ogni nodo l'elenco dei fattori di pericolo da prendere in considerazione;
7. In riferimento ad ogni sheet eseguire una tabella con cause, scenari, conseguenze, sistemi di protezione e raccomandazioni;
8. Eseguire una tabella di raccomandazioni unica con riferimenti da richiamare nelle tabelle del punto precedente.

I nodi presi in considerazione sono stati riferiti a (vedi Tab.2):

- I. Impianto primario di acqua surriscaldata (Main Skid);
- II. Impianto secondario per acqua calda con volano termico per utilities dell'utilizzatore (Feed Water Skid);
- III. Impianto secondario di generazione di vapore per integrazione all'impianto dell'utilizzatore (Steam generatio Skid);
- IV. Impianto di fornitura azoto per pressurizzazione del vaso di espansione e del volano termico (Storage Skid).

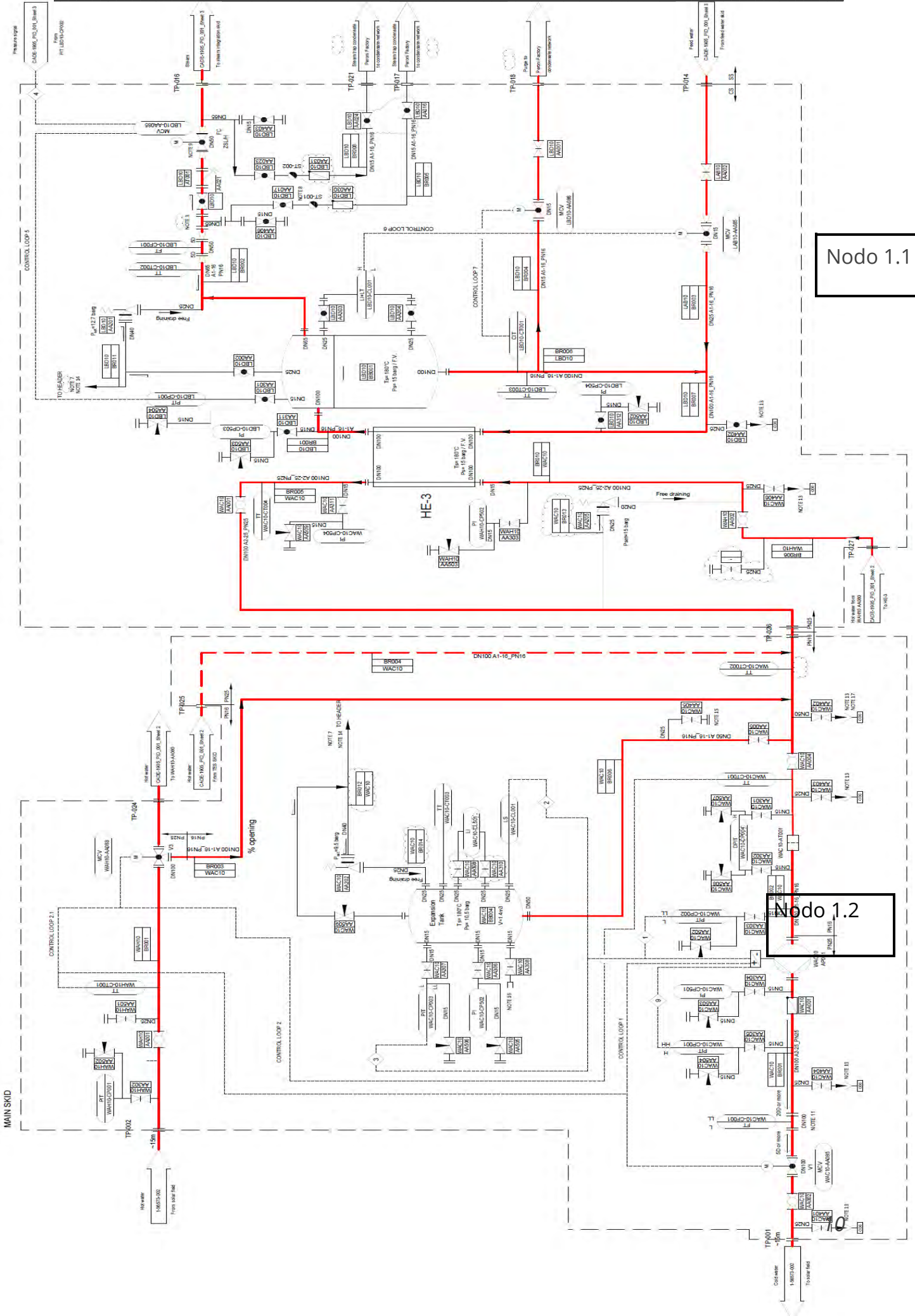
Mentre i sottonodi o sheet sono elencati nella seguente tabella 1:

NUMERO DEL NODO	NODO 1	NODO 2	NODO 3	NODO 4
SOTTONODO/SHEET	1.1 (SHEET 1)	2.1 (SHEET 1)	3 (SHEET 2)	4.1 (SHEET 1)
SOTTONODO/SHEET	1.2 (SHEET 2)	2.2 (SHEET 2)		4.2 (SHEET 2)
SOTTONODO/SHEET	1.3 (SHEET 3)	2.3 (SHEET 1)		
SOTTONODO/SHEET		2.4 (SHEET 2)		

Tabella 1. Come esempio di P&Id si sono presi quelli dei nodi 1.1, 1.2 e 1.3 delle pagine seguenti.

NODES DESCRIPTION						
NODE	Node Intencion	Node limits	Design Conditions	Operation Conditions	P&IDs	Comments
1	Steam generation using the WAC10-AP001 working at normal and minimum flow.	This Node Analysis includes MAIN SKID, STEAM GENERATION / INTEGRATON SKID, FEED WATER SKID and outlet WAH10-AA080 to HE-3 in TEST SKID is included in this node. The node operation is according to operating modes 3A.1 and 3A.2.	Expansion Tank: WAC10-BB004 180°C / 10.5 barg. Steam Generator: HE-3 180°C / 15 barg /FV Steam Separator: LBD10-BR001 180°C / 15 barg/FV Pumps: WAC10-AP001-MAIN SKID: Design Flow: 71 m3/h Design Differential Head: 49,65 m NPSHa=91.5 m NPSHr=2,42m LAB10-AP001 FEED WATER: Design Flow: 0,9 m3/h Design Differential Head: 69,84 NPSHa=21,1 m NPSHr=2.2 m	Expansion Tank: WAC10-BB004 163.8°C / 8 barg Steam Generator: HE-3: Hot side 169.8 °C - 163.8 °C / 9 barg Cold side 133.5 °C - 162 °C / 6.5 barg Steam Separator: LBD10-BR001 162°C / 5.5 barg/FV Pumps: WAC10-AP001-MAIN SKID: Operating Flow: 71 m3/h Operating differential Head: 39,6 m NPSHa (operating cond.): 64,1 m LAB10-AP001 FEED WATER: Operating Flow: 0,75 m3/h Operating Differential Head: 55,64 m NPSHa (operating Cond): 21,1	CADE-1905_PID_001_Seet1 CADE-1905_PID_001_Seet2 CADE-1905_PID_001_Seet3	Pump WAC10-AP001: Discharge design Pressure: 15 barg Shut Off Pressure: 14,2 barg Pump LAB10-AP001: Discharge Design Pressure: 10 barg Shut Off Pressure: 10 barg
2	Hot Water generation working with the WAC10-AP001 and WSC10-AP001.	This Node Analysis includes MAIN SKID and TEST SKID is included in this node. The node operation is according to operating modes 3B1, 3B2 and 3B3.	Thermocline Tanks: 185°C / 8 barg. Heat Exchanger: HE-1 180°C / 15 barg. Steam Separator: LBD10-BR001 180°C / 15 barg. Expansion Tank: WAC10-BB004 180°C / 10.5 barg Pasteurizer HEX: 80°C/10 barg Pumps: WSC10-AP001- TEST A: Design Flow: 6,8 m3/h Design Differential Head: 24,88 m NPSHa=82,8 m NPSHr=0,95m WAC10-AP001-MAIN SKID: Design Flow: 71 m3/h Design Differential Head: 49,65 m NPSHa=91.5 m NPSHr=2.42m	Thermocline Tanks: 68-140°C / 6-7 barg. Heat Exchanger: HE-1 Hot side 150 °C - 142 °C / 15 barg Cold side 68 °C - 140 °C / 13.5 barg. Steam Separator: LBD10-BR001 162°C / 5.5 barg. Expansion Tank: WAC10-BB004 163.8°C / 8 barg Pasteurizer HEX: ND Pumps: WSC10-AP001- TEST A: Operating Flow: 5,7 m3/h Operating Differential Head:15 m NPSHa (Operating Cond.):83,9 m WAC10-AP001-MAIN SKID: Operating Flow: 71 m3/h Operating differential Head: 39,6 m NPSHa (operating cond.): 64,1 m	CADE-1905_PID_001_Seet1 CADE-1905_PID_001_Seet2	Pump WSC10-AP001: Discharge Design Pressure: 13,5 barg Shut off Pressure: 11.5 barg
3	Hot water from Thermocline Tank to pasteurizer HEX	This Node Analysis includes STORAGE SKID and Thermocline tank is included in this node. The node operation is according to operating mode 4. Pending: Pasteurizer in Peroni Side	Thermocline Tanks: 185°C / 8 barg. Pasteurizer HEX: 80°C/10 barg Pumps: WSC20-AP001 TEST B: Design Flow:30 m3/h Design Differential Head: 18,34 m NPSHa=85,6 m NPSHr=1,63 m	Thermocline Tanks: 68-140°C / 6-7 barg. Pumps: WSC20-AP001 TEST B: Operating Flow: 25 m3/h Operating Differential Head: 10 m NPSHa (Operating Cond.): 86,8m	CADE-1905_PID_001_Seet2	Pump WSC20-AP001: Discharge Design Pressure: 10 barg Shut off Pressure: 10 barg
4	Thermocline Tank in hot water loading mode, sending at the same time hot water to Pasteurizer HEX	This Node Analysis includes MAIN SKID, TES A, STORAGE SKID and Thermocline Tank is included in this node. The node operation is according to operating modes 4, 3B1, 3B2 and 3B3.	Thermocline Tanks: 185°C / 8 barg. Heat Exchanger: HE-1 180°C / 15 barg. Steam Separator: LBD10-BR001 180°C / 15 barg. Expansion Tank: WAC10-BB004 180°C / 10.5 barg Pumps: WSC20-AP001 TEST B: Design Flow:30 m3/h Design Differential Head: 18,34 m NPSHa=85,6 m NPSHr=1,63 m WSC10-AP001- TEST A: Design Flow: 6,8 m3/h Design Differential Head: 24,88 m NPSHa=82,8 m NPSHr=0,95m	Thermocline Tanks: 68-140°C / 6-7 barg. Heat Exchanger: HE-1 Hot side 150 °C - 142 °C / 15 barg Cold side 68 °C - 140 °C / 13.5 barg. Steam Separator: LBD10-BR001 180°C / 15 barg. Expansion Tank: WAC10-BB004 180°C / 10.5 barg Pumps: WSC20-AP001 TEST B: Operating Flow: 25 m3/h Operating Differential Head: 10 m NPSHa (Operating Cond.): 86,8m WSC10-AP001- TEST A: Operating Flow: 5,7 m3/h Operating Differential Head:15 m NPSHa (Operating Cond.):83,9 m	CADE-1905_PID_001_Seet1 CADE-1905_PID_001_Seet2	The HAPOZ for this node is the combination of node 2 and 3

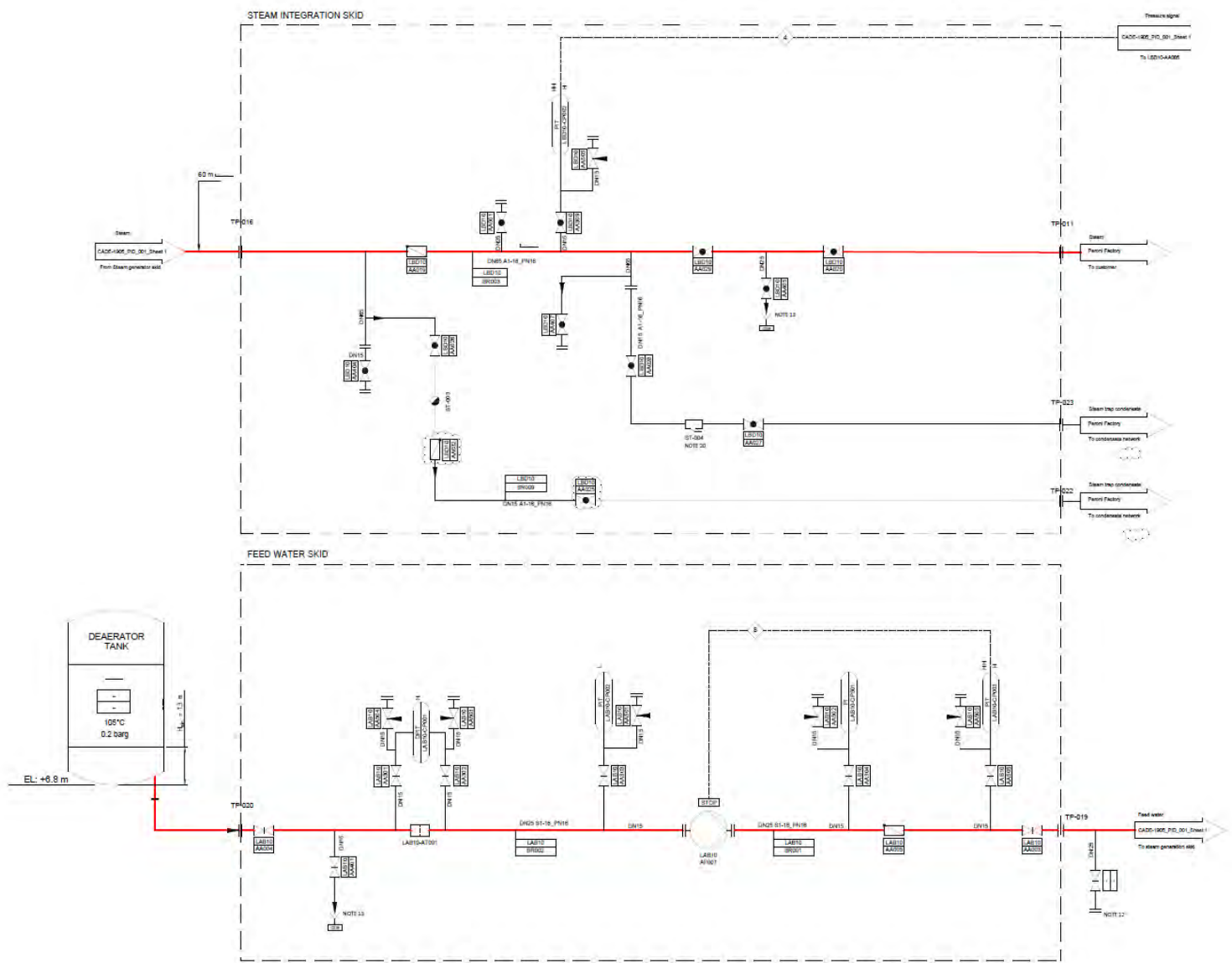
Tabella 2



Nodo 1.1

Nodo 1.2

MAIN SKID



Particolare importanza assume il punto 6 con i seguenti fattori di pericolo:

- Flusso;
- Pressione;
- Temperatura;
- Fase/processo;
- Livelli;
- Composizione;
- Servizi.

Nelle tabelle seguenti si prendono in considerazione un esempio di analisi dei nodi I, II e III, per il fattore di pericolo della temperatura.

MAIN SKID						
PARAMETER: TEMPERATURE						
Guideword	Deviation	Causes	Scenario	Consequences	Safeguards	Recommendations
Less	1. Less Temperature in Main Skid	1.1 See Less Temperature Main Skid In Node 2				
More	2. More Temperature in Main Skid	2.1. See More Temperature Main Skid In Node 2				

Tabella 3. Nodo I

FEED WATER SKID						
PARAMETER: TEMPERATURE						
Guideword	Deviation	Causes	Scenario	Consequences	Safeguards	Recommendations
Less	1 Less temperature in Feed water skid.	1.1 Operational fluctuations in Deaerator tank.	1.1.1 Temperature in HE-3 Cold side inlet lower than required for normal operation. Risk of decreasing in Steam Production	1.1.1.1. Operational Risk	1.1.1.1.1 Control Loop 5 to maintain the steam flowrate	1.1.1.1.1.1. Confirm with users of occurrence
More	2. More Temperature in Feed water skid.	2.1. Operational fluctuations in Deaerator tank. No safety concerns for people, environment, and installations.	2.1.1. Temperature in HE-3 Cold side inlet Higher than required for normal operation. Risk of increasing in steam production	2.1.1.1.. Operational Risk	2.1.1.1.1 Control Loop 5 to maintain the steam flowrate	1.1.1.1.1.1. Confirm with users of occurrence

Tabella 4. Nodo II

STEAM GENERATION SKID						
PARAMETER: TEMPERATURE						
Guideword	Deviation	Causes	Scenario	Consequences	Safeguards	Recommendations
Less	1. Less Temperature in HE-3 (Solar Field Side)	1.1 See Less Flow Main Skid in this Node				
		1.2 See Less Temperature Main Skid in this node				
	2. Less Temperature in LBD10 BB001	2.1 See More Flow in Steam Generation Skid in this Node				
More	3 Less Temperature in Steam line to end consumers	3.1. Meteorological issues.	3.1.1 Temperature decreases producing steam condensing across pipe length. Risk of water hammer.	3.1.1.1.Risk of damage to people, environment, and installations	3.1.1.1.1. LBD10-ST001/ST002/ST003 and ST004 (steam trap) 3.1.1.1.2 Insulation in the system	
	4. More Temperature in Main Skid	4.1. See More Temperature Main Skid In Node 2				
	5 More Temperature in LBD10 BB001	5.1 See Less Flow in Steam Generation Skid in this node				
	6. More Temperature in Steam Line to end consumers	6.1. No causes have been identified in this node.				

Tabella 5-Nodo III

Come si potrà osservare le tabelle e i nodi sono interconnessi fra loro al fine di raggiungere la corretta valutazione e le azioni da intraprendere per ridurre il rischio.

5. Conclusioni

Come si potrà evincere da quanto sopra un impianto di acqua surriscaldata alimentato da energia termica solare è probabilmente più complesso dei normali impianti di acqua surriscaldata alimentati da combustibili fossili, ma un'attenta analisi dei rischi potrebbe comunque coprire tale complessità, oltre anche ad alcune criticità normative.

Una prima criticità è senz'altro costituita dal fatto che gli strumenti e i componenti del "campo solare" si trovano necessariamente all'esterno e su superfici molto ampie, sottoposte alle intemperie; sarà quindi giusto pensare all'aggressione meteorologica come fattore di pericolo e procedurizzare le attività di ispezione a valle di ogni evento meteorologico avverso, oltre alle normale attività di ispezione ordinarie. In tal senso la normativa non implica nessun particolare obbligo e tutto è lasciato all'analisi dei rischi sia del fabbricante e sia dell'utilizzatore.

Una seconda criticità potrebbe essere l'applicazione pedissequa del d.m. 01.12.1975, Titolo I°, capo I, ed in particolare il punto g) in cui si richiede " *Almeno un dispositivo di intercettazione automatica dell'afflusso del combustibile che intervenga nei seguenti casi: 1) arresto della circolazione del liquido negli impianti a circolazione forzata; 2) raggiungimento della temperatura massima del liquido all'uscita del generatore stabilita in relazione alle caratteristiche dell'impianto; 3) abbassamento del livello nel vaso di espansione al di sotto del valore minimo*".

Per attendere alle prescrizioni della suddetta lettera g), i pannelli solari termici dovranno necessariamente ruotare per eliminare l'irraggiamento, ogni qualvolta si presenteranno i tre casi previsti. L'operazione di chiusura dei pannelli, per quanto potrà essere automatica e motorizzata, potrebbe comportare non poche difficoltà se eseguite con una certa frequenza, pertanto si dovrebbero studiare soluzioni alternative con effetto equipollente a quello della immediata rotazione dei pannelli solari termici. In tale contesto sembrerebbe più semplice gestire tali obblighi normativi utilizzando le valvole a tre vie situate sulla mandata e ritorno dell'impianto principale di acqua surriscaldata (Main Skid-Nodo I). Infatti, prima di passare alla rotazione dei pannelli, sarebbe opportuno utilizzare tali valvole per collegarle a sistemi di circolazione di emergenza, o aprire gli scarichi delle acque surriscaldate per un momentaneo raffreddamento, o nel caso di abbassamento dei livelli dell'acqua nel vaso di espansione, accedere ad un rimpinguamento dell'acqua istantaneo.

Lo stesso discorso si potrà fare in merito agli obblighi di disporre su tali generatori di pressostati di blocco, interruttori termici automatici di blocco e livellostati di blocco sui vasi di espansione. E' quindi chiaro come l'aggiornamento normativo si renderà necessario anche se al momento ci potrebbe essere l'alternativa costituita

dall'applicazione della Direttiva 2014/68/UE per ammettere l'esercizio di tali impianti senza l'obbligo di rispettare il d.m. 01.12.1975.

6. Bibliografia

- [1] M.A. Cucumo, U. Marinelli, G. Oliveti: Ingegneria solare – Principi ed applicazioni – Pitagora editrice 1994;
- [2] B.J.Huang, C.P.Lee. Long-term performance of solar-assisted heat pump water heater, Renewable Energy, vol. 29: 633-639, 2003.

Raccolta dei dati ed analisi statistica dei rilievi emersi nell'ambito della valutazione di conformità di attrezzature e insiemi a pressione

F. Giacobbe², E.M. Carducci¹, F. Buti¹, L. Pugliese¹

¹Inail - Dit, Organismo Notificato per le direttive di prodotto

²Inail - Uot di Messina

Abstract

Gli Organismi notificati (ON) per le direttive europee di prodotto per operare devono stabilire e mantenere attivo un sistema di gestione qualità (SGQ) in grado di garantire il soddisfacimento dei requisiti previsti dalle norme. Uno dei principi cardine di ogni SGQ è l'analisi dei dati e delle informazioni correlati ai diversi processi. Significativi elementi di valutazione richiesti si riscontrano sulla conformità dei prodotti. I dati vengono raccolti come registrazioni durante le ispezioni, le prove condotte sul prodotto, le verifiche di sorveglianza.

Nel presente lavoro verranno presentati ed analizzati tali dati raccolti durante l'attività di certificazione di attrezzature a pressione di INAIL ON 0100, in conformità alla direttiva 2014/68/UE (PED), nel periodo 2018-2023. In particolare, sarà presentata una statistica delle principali criticità e punti di forza dei SGQ applicati dai fabbricanti, evidenziandone l'evoluzione subita alla luce degli adeguamenti normative e del progresso tecnico.

Considerata la complessità dell'ambito di certificazione PED e le indicazioni specifiche previste dalla stessa per l'implementazione del SGQ nei casi di adozione di moduli qualità, l'analisi svolta fornirà indicazioni sui principi per un approccio sistemico finalizzato alla valutazione della conformità da parte del fabbricante.

Il lavoro dimostrerà come la valutazione dei dati e delle informazioni emergenti dal monitoraggio e dalla misurazione dei processi di certificazione rappresenti non solo un efficace strumento di governance dell'ON, ma anche la base imprescindibile del miglioramento continuo dei processi stessi, e con essi, della sicurezza delle attrezzature ed insiemi immessi sul mercato.

Keywords: analisi dati, conformità, approccio sistemico alla fabbricazione, miglioramento continuo.

1. Introduzione

Per dimostrare la conformità ai requisiti essenziali di sicurezza (RES) il fabbricante deve ottemperare alle procedure previste dalle diverse direttive europee di prodotto applicabili ed apporre a conclusione delle attività la marcatura CE. Essa è

lo strumento per comunicare agli utilizzatori che quel prodotto rispetta i RES cogenti contenuti nella direttiva di riferimento. Secondo la sua natura, un prodotto può essere soggetto a requisiti di più direttive. Si consideri ad esempio un impianto di automazione industriale; questo può essere soggetto alla direttiva PED, direttiva macchine, compatibilità elettromagnetica e materiale elettrico di bassa tensione. Ai fini dell'ottenimento di uno schema che sia chiaro ed uniforme in tutti gli stati membri, la Commissione Europea ha introdotto una serie di percorsi per la certificazione della conformità ai requisiti delle direttive tecniche. Tali percorsi sono noti come moduli. Il Fabbrikante deve predisporre ed archiviare tutta la documentazione che permette di evidenziare la conformità alle direttive di prodotto. Tale raccolta rappresenta il cosiddetto fascicolo tecnico che contiene:

- la descrizione tecnica del prodotto e del processo di produzione;
- gli elementi di uscita del processo di progettazione e sviluppo;
- un'accurata analisi dei rischi per l'utilizzatore; le azioni intraprese a livello progettuale e del processo produttivo per contenere od eliminare i rischi.

2. I moduli di base per la valutazione della conformità

La valutazione della conformità si articola in moduli, applicabili alla fase della progettazione, della fabbricazione o ad entrambe. La normativa comunitaria prevede 8 diversi moduli di base, contrassegnati dalle lettere dell'alfabeto A-B-C-D-E-F-G-H, descritti in apposite Decisioni del Consiglio, ma è importante precisare che si tratta di modelli astratti che possono quindi differire leggermente dalle procedure previste dalle singole direttive. Di conseguenza, il fabbricante dovrà sempre fare riferimento al testo della direttiva che regola il prodotto in questione, in modo da identificare le procedure effettivamente applicabili al suo prodotto e scegliere quella più adeguata.

Ogni direttiva del tipo "Nuovo Approccio" indica specificamente quali fra i vari moduli debbono essere utilizzati dal fabbricante per la valutazione della conformità. In genere, le direttive europee indicano più di un modulo, lasciando per quanto possibile al fabbricante una certa libertà di scelta. Tra le varie possibilità vi è anche la condizione correlata all'implementazione di un sistema qualità.

Per l'applicazione dei moduli D, D1, E, E1, H, H1 il fabbricante deve implementare un sistema di gestione per la qualità idoneo ad assicurare la produzione di attrezzature a pressione identiche ai tipi approvati e/o ai requisiti stabiliti dalla normativa di riferimento.

In funzione della categoria dell'attrezzatura / insieme il fabbricante decide il modulo da applicare secondo le possibilità di seguito indicate (tabella 1)

categoria	Moduli				
I	A				
II	A2	D1	E1		
III	B (design type) + D	B (design type) + F	B (production type) + E	B (production type) + C2	H
IV	B (production type) + D	B (production type) + F	G	H1	

Tabella 1. I moduli utilizzabili per la direttiva PED

In funzione della fabbricazione con o senza SQ oppure se trattasi di prodotto singolo o di serie di seguito si riportano le possibili scelte dei moduli applicabili (figura 1)

FABBRICAZIONE CON SQ		FABBRICAZIONE SENZA SQ	
D1	II cat	A2	II cat
E1	II cat	B (production type) + C2	III
B (design type) + D	III cat	cat	
B (production type) + E	III	B (design type) + F	III cat
cat		B (production type) + F	IV
H	III cat	cat	
B (production type) + D	IV	G	IV cat
cat			
H1	IV cat		
PRODOTTO SINGOLO		PRODUZIONE DI SERIE	
A2	II cat	A2	II cat
G	IV cat	E1	II cat
		B (design type) + D	III cat
<i>Ulteriori potenzialità:</i>		B (production type) + C2	III
B (production type) + C2	III	cat	
cat		B (design type) + F	III cat
B (design type) + F	III cat	H	III cat
B (production type) + F	IV	B (production type) + F	IV
cat		cat	
		H1	IV cat

Figura 1. Moduli applicabili ai sensi della direttiva PED

3. Considerazioni sull'esito degli audit

Per l'emissione ed il mantenimento della certificazione del sistema qualità, nel caso di adozione da parte del fabbricante dei moduli qualità, vengono eseguite da parte dell'organismo notificato verifiche ispettive di certificazione, sorveglianza e rinnovo. In particolare, in fase di emissione si procede con la fase stage 1 (esame documentale del SQ) e successivamente con lo stage 2 (audit sul SQ presso il

fabbricante). Al fine di definire un peso ai singoli rilievi emersi sono state definite tre tipologie aventi criticità decrescente.

- Non Conformità: rilievo/non conformità, di importanza maggiore, che segnala la presenza di una deviazione/mancanza nel processo di valutazione della conformità.
- Osservazione: rilievo/non conformità, di importanza minore, il cui risultato non inficia la valutazione finale della conformità del prodotto.
- Raccomandazione: nota che si configura come spunto di miglioramento oppure la stessa attualmente non compromette la conformità, ma potrebbe comprometterla in futuro.

Di seguito si riportano le considerazioni conseguenti ai rilievi emersi nel corso delle verifiche ispettive presso fabbricanti che adottano i moduli qualità (es. modulo D, modulo H1, etc).

Al fine di analizzare gli esiti i dati sono stati suddivisi in tre macro condizioni, ovvero in carenze nella formulazione documentale del sistema qualità, in carenze nell'attuazione delle procedure del sistema qualità ed in carenze riscontrate nel fascicolo tecnico. Per ogni singola condizione sono state previste altresì ulteriori suddivisioni per una valutazione maggiormente approfondita e dettagliata.

Di seguito si riportano alcuni esempi di rilievi emersi nel corso di circa 6 anni, suddivisi per macro condizione e per livello di criticità, ed analizziamo mediante delle rappresentazioni statistiche l'incidenza tra i diversi rilievi. I riferimenti espliciti sono generalizzati con xx.

3.1. Carenze nella formulazione documentale del sistema qualità

Di seguito alcuni esempi di rilievi suddivisi per livello di gravità:

Osservazioni:

- I criteri operativi adottati per la tracciabilità dell'apparecchio non sono sufficientemente documentati a sistema (rif. Procedura xxx identificazione e rintracciabilità rev.xx del xxx).
- Nel manuale qualità in rev. xx del xx.xx.xx, impostato secondo i requisiti della ISO 9001, non risulta evidente in forma diretta ed esplicita la correlazione con i requisiti del SQ secondo il modulo H1. Si evidenzia che comunque i requisiti del SQ per direttiva PED sono documentati già nel sistema qualità implementato.
- Nella documentazione del sistema qualità non sono presenti riferimenti alla direttiva PED ed ai relativi adempimenti correlati al modulo H1. Si evidenzia altresì che la procedura xxx relativa a "progettazione e sviluppo" non è sempre coerente con i requisiti di cui al modulo H1, prendendo in esame criteri operativi assimilabili maggiormente ai moduli per singolo prodotto.
- La procedura di riferimento pur descrivendo i controlli da effettuare non riporta le estensioni dei CND (rif. xxx rev. xx del xxx, prove, controlli e collaudi). Tali riferimenti sono riportati nei disegni costruttivi.

- La registrazione delle tarature interne delle saldatrici non evidenzia le singole misurazioni effettuate ed i relativi eventuali scostamenti riscontrati. Non sono state definite le tolleranze ritenute accettabili. Valutare le modalità operative della conduzione della taratura interna dei “manometri operativi”, tenendo in considerazione il grado di accuratezza degli stessi, al fine di quantificare l’errore ammesso a sistema.

Raccomandazioni:

- Il documento “mappatura dei processi aziendali” del xx.xx.xx rev.xx non analizza e rappresenta, in modo esaustivo, le singole fasi che costituiscono il processo produzione per gli aspetti riguardanti il modulo H1. Si raccomanda di approfondire il flow chart evidenziando la successione delle singole fasi e le interconnessioni con gli aspetti diretti e trasversali previsti dal sistema qualità (quali ad esempio i controlli in process e finali, le competenze e qualifiche degli operatori, i controlli in accettazione, gestione NC, manutenzione macchinari, ecc.).
- Si raccomanda di riesaminare la procedura di riferimento sulla identificazione e rintracciabilità dei materiali e semilavorati secondo quanto indicato e richiesto dalla direttiva PED ed in particolare per le lamiere ed i consumabili.
- Tenuto conto della volontà della Direzione di adottare il SQ finalizzato alla produzione di attrezzature a pressione secondo quanto previsto dal modulo H1 della direttiva PED si evidenzia che tale impegno non è chiaramente evidenziato nella politica della qualità (rif. Politica qualità del xxx).
- Si raccomanda di aggiornare la documentazione di sistema in funzione della nuova direttiva PED (2014/68/UE).
- Nel riesame della direzione non si ha esplicita evidenza dell’analisi dell’efficienza del SQ così come previsto dal par. 3.2 del modulo H1 (rif. Riesame della Direzione del xxx).

Nel periodo in esame l’analisi dei dati evidenzia l’assenza di non conformità. A livello di osservazioni si evince una predominanza delle carenze sulla struttura della documentazione. Da evidenziare che le procedure su prove, esami, controlli e verifiche necessitano di aggiornamento e personalizzazione (tabella 2, figura 2).

CARENZE NELLA FORMULAZIONE DOCUMENTALE DEL SISTEMA QUALITA'	non conformità	osservazioni	raccomandazioni	totale rilievi	percentuale
1 <i>struttura della documentazione</i>		12	14	26	22,2 %
2 <i>struttura organizzativa</i>		3	3	6	5,1 %
3 <i>gestione delle risorse</i>		2	6	8	6,8 %
4 <i>responsabilità di gestione della progettazione</i>		5	2	7	6,0 %
5 <i>responsabilità di gestione della produzione</i>		2	3	5	4,3 %
6 <i>responsabilità di gestione delle prove e controlli</i>		2	4	6	5,1 %
7 <i>specifiche tecniche sulla progettazione</i>		8	7	15	12,8 %
8 <i>struttura del fascicolo tecnico</i>		3	4	7	6,0 %
9 <i>specifiche delle tecniche sui materiali impiegati</i>		2	6	8	6,8 %
10 <i>specifiche delle tecniche sulle giunzioni permanenti</i>		4	8	12	10,3 %
11 <i>procedure su prove, esami, controlli e verifiche</i>		5	12	17	14,5 %
	0	48	69	117	100 %
	0,0 %	41,0 %	59,0 %		

Tabella 2. Suddivisione del campione delle carenze nella formulazione documentale del Sistema Qualità

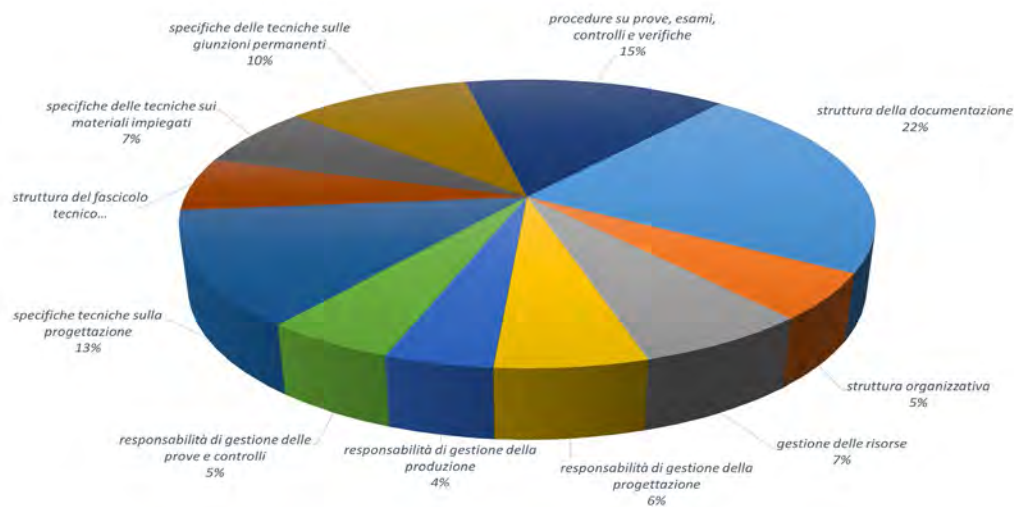


Figura 2. Rappresentazione statistica delle carenze nella formulazione documentale del Sistema Qualità

3.2. Carenze nell'attuazione delle procedure del sistema qualità

Di seguito alcuni esempi di rilievi suddivisi per livello di gravità:

Non conformità

- I controlli superficiali secondo metodo PT effettuati dall'operatore xxx, relativamente alla commessa xx, non sono coperti da certificato CND in corso di validità (certificato xxx).
- Il processo di sabbiatura, propedeutico alla verniciatura superficiale finale, viene eseguito con macchinario in evidente stato di inefficienza (rif. componenti smontati, getto condizionato dalla corrosione della pistola). Tale condizione non garantisce continuità operativa e i livelli qualitativi richiesti nella procedura di riferimento (PRO xx rev. xx del xx).
- Le giunzioni saldate delle lamiere in alluminio effettuate dagli operatori addetti non sono coperte da certificato di qualifica in corso di validità (es. certificato xxx). Si evidenzia altresì che non sono registrate le evidenze semestrali da parte del datore di lavoro in riferimento alla continuità operativa.

Osservazioni

- In riferimento alla produzione del prodotto xxx NF xxx non si hanno evidenze dell'esecuzione dei controlli CND ad esclusione dell'esame visivo.
- Il report dell'esame ultrasonoro difettoscopico non sempre riporta il riferimento al numero di fabbrica dell'apparecchio (serie xx, rif. NF. xxx).
- La prova finale, sul lato mantello dello scambiatore NF xx, è stata effettuata ad una pressione difforme (superiore di 2,5 bar rispetto ai 32 bar previsti) rispetto alla procedura interna di riferimento (PRO xx rev. xx del xx). Si evidenzia che gli scambiatori NF xx e xx, la cui prova finale è avvenuta nel medesimo giorno il valore di PS è corretto. Valutare a sistema una procedura operativa per la

gestione delle prove finali nei casi di prodotti di famiglie diverse testati nella medesima giornata.

- La procedura interna di verifica periodica sulle saldatrici (istruzione operativa xxx rev. xx del xx) prevede il controllo annuale dei parametri elettrici corrente e tensione. Non risulta effettuato il controllo relativamente agli ultimi 12 mesi (rif. elettrosaldatrice xx, s/n xx).
- La gestione delle verifiche ispettive interne (procedura xxx rev. xx del xx) presenta alcune carenze che ne condizionano l'efficacia. In particolare, il piano annuale non evidenzia la valutazione dei singoli requisiti di cui al modulo H1; non risulta valutato e registrato l'esito del possesso dei requisiti definiti a sistema per gli auditor esterni; la conduzione della verifica non è supportata da dedicate check list; non sono indicate le evidenze oggettive verificate (audit interno del xx).
- La zona stoccaggio prodotti non conformi non risulta debitamente delimitata come da istruzioni definite nella procedura xxx rev. xx del xx.

Raccomandazioni

- Si raccomanda di verificare periodicamente il possesso dei requisiti definiti a sistema (rif. manuale qualità capitolo gestione delle risorse umane rev. xx del xx) per le funzioni aventi mansioni significative nell'ambito PED (es. controllo qualità, progettista, responsabile qualità, addetti CND, saldatori, ecc).
- Si raccomanda di richiedere formalmente in ogni singolo ordine di lamiera che i materiali siano accompagnati da certificato EN 10204 3.1 (rif. ordine a xx del xx).
- I documenti della: politica della qualità xxx, riesame della direzione del xxx, raccolta dati mensili per il monitoraggio indicatori di prestazione ed obiettivi del xxx non evidenziano considerazioni di obiettivi di qualità ai sensi del par.3.2 del modulo H1 (all. III della direttiva 2014/68/UE).
- Si rileva che il fondo scala dei manometri indicati nella procedura di sistema non soddisfa quanto indicato nel punto 10.2.3.11 pressure gauges della norma UNI EN 13445:2014 parte 5 (f.s. 2xPi e comunque tra 1,5 e 4 volte la p.i.); il fondo scala previsto in procedura è 1,2 volte la pressione di prova. Si raccomanda di utilizzare manometri con idoneo fondo scala per l'effettuazione della prova idraulica finale (rif. manometro s/n xx).
- Si rileva che non tutti i disegni di cui ai fascicoli tecnici mantengono la tracciabilità tra la tavola del recipiente ed il relativo fascicolo tecnico della famiglia. Si raccomanda di migliorare la tracciabilità dei disegni (rif. disegno n. xxx e fascicolo tecnico famiglia xxx).
- Si raccomanda di isolare i semilavorati giudicati non conformi nell'apposita area come indicato nella procedura di riferimento (rif. istruzione "gestione dei prodotti non conformi" rev.xx del xx). Si evidenzia che i semilavorati presentano l'apposito cartellino rosso previsto in procedura.

Nel periodo in esame l'analisi dei dati evidenzia l'emissione di n.4 non conformità e precisamente per "idoneità dei locali e delle attrezzature impiegate", "gestione

qualifiche dei procedimenti di saldatura”, “gestione qualifiche dei saldatori ed operatori CND” e “esecuzione dei CND secondo progetto”. A livello di osservazioni / raccomandazioni si evince una predominanza delle carenze relative agli aspetti correlati alla progettazione e all’esecuzione di prove, controlli e verifiche. Da evidenziare che le procedure su prove, esami, controlli e verifiche necessitano di aggiornamento e personalizzazione (tabella 3, figura 3).

CARENZE NELL'ATTUAZIONE DELLE PROCEDURE DEL SISTEMA QUALITA'				totale rilievi	percentuale
	non conformità	osservazioni	raccomandazioni		
12 idoneità dei locali e delle attrezzature impiegate	1	6	16	23	7,1 %
13 lavorazioni di prefabbricazione ed assemblaggio		2	6	8	2,5 %
14 progettazione del fascicolo tecnico		24	32	56	17,3 %
15 gestione della tracciabilità		3	5	8	2,5 %
16 gestione della strumentazione di misura		10	6	16	5,0 %
17 gestione degli approvvigionamenti dei materiali		6	11	17	5,3 %
18 gestione qualifiche dei procedimenti di saldatura	1	12	18	31	9,6 %
19 gestione qualifiche dei saldatori ed operatori CND	1	7	9	17	5,3 %
20 gestione delle giunzioni permanenti		6	10	16	5,0 %
21 esecuzione dei CND secondo progetto	1	12	8	21	6,5 %
22 esecuzione di prove, controlli e verifiche		18	26	44	13,6 %
23 gestione delle NC sul prodotto		9	10	19	5,9 %
24 gestione dell'archiviazione documenti di produzione		5	8	13	4,0 %
25 gestione dell'efficacia di funzionamento del SQ		16	18	34	10,5 %
	4	136	183	323	100 %
	1,2 %	42,1 %	56,7 %		

Tabella 3. Suddivisione del campione delle carenze nell’attuazione delle procedure del Sistema Qualità

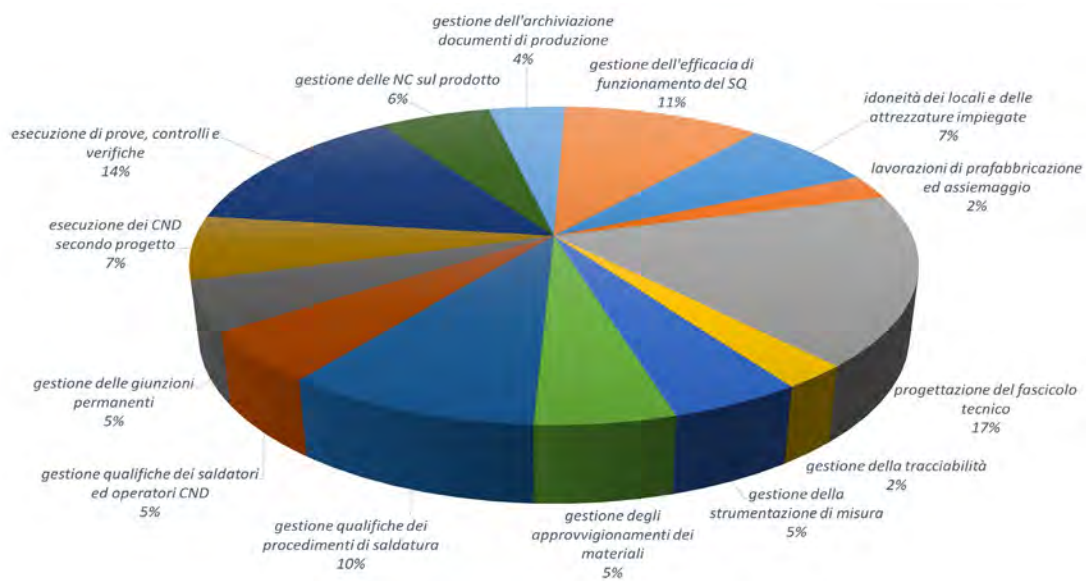


Figura 3. Rappresentazione statistica delle carenze nell’attuazione delle procedure del Sistema Qualità

3.3. Carenze riscontrate nel fascicolo tecnico

Di seguito alcuni esempi di rilievi suddivisi per livello di gravità:

Non conformità

- Il Fabbricante effettua controlli non distruttivi in modo difforme da quanto previsto dalla normativa utilizzata per il tipo di materiale impiegato (RT 10% e PT 50%).

- Le valutazioni sulla fatica non sono documentate con gli appositi calcoli previsti dalla normativa indicata nel fascicolo tecnico. Sono presenti solo considerazioni generiche e sommarie nell'analisi dei pericoli (rif. doc. xx pag. xx).
- Non risultano emesse le WPS dei nuovi procedimenti di saldatura utilizzati (saldature di sovrapposizione delle lamiere posteriori in corrispondenza del cono – vedi disegno xxx particolare giunto Q).
- Il fascicolo tecnico non documenta in modo sufficiente le valutazioni strutturali per quanto riguarda le aperture presenti sulle membrature. Per le attrezzature aventi $\square 1200$ sono presenti tabelle riepilogative dei calcoli degli spessori minimi ma non sono formalizzate le considerazioni by formula. (rif. tavole xxx).

Osservazioni

- La marcatura CE non è perfettamente conforme al logo previsto dalla direttiva PED. Inoltre, sulla targa viene indicato come contenuto solo l'aria e non anche il materiale solido.
- Il piano di fabbricazione controllo (rif. PFQ xx) per il prodotto xxx non documenta correttamente tutti i CND da eseguire. Valutare l'estensione dei controlli distruttivi sui talloni di saldatura secondo quanto prescritto dalla normativa tecnica utilizzata (es. Raccolta S).
- Evidenziare nel fascicolo tecnico che il calcolo di stabilità effettuato sul modello xxx è significativo per la famiglia xx. Tale indicazione è riportata in forma non puntuale nella descrizione generale dell'attrezzatura (rif. fascicolo tecnico pag. xx).
- Nell'apparecchio NF xxx la temperatura riportata nella dichiarazione di conformità è diversa da quella presente nel fascicolo tecnico (temperatura minima -30° anziché -10°). Si evidenzia che la part list dei componenti facenti parte dell'insieme è parziale in quanto non è indicato l'economizzatore.

Raccomandazioni

- L'analisi dei rischi è stata effettuata in correlazione ai RES previsti dall'allegato I della Direttiva PED. Si richiede di ampliare le valutazioni relativamente all'eventuale influenza delle vibrazioni.
- Migliorare l'esplicitazione delle considerazioni tecniche sui materiali impiegati. In particolare, ad esempio, inserire nei disegni ed in un paragrafo del fascicolo tecnico l'elenco dei materiali con il riferimento al gruppo ex EN 15608. Ciò dovrà valere sia per i materiali EN e sia per i materiali ASTM. Tutte le informazioni dovranno riflettere quanto richiesto dal paragrafo 8.5 della norma EN 14726-1: 2020.
- L'analisi dei rischi è strutturata tenendo conto dei pericoli connessi all'impiego delle attrezzature. Si raccomanda di migliorare le considerazioni di carattere tecnico in riferimento alle attrezzature già marcate secondo la direttiva PED. Migliorare inoltre le considerazioni tecniche che indicano e giustificano la marcatura CE secondo insieme.
- Da un riscontro in produzione della dimensione dei diametri interni dopo la mandrinatura si rilevano per soli n. 2 tubi su un'intera piastra tubiera un lieve scostamento di misura (range previsto tra $7.30\text{mm} \div 7.35\text{mm}$ e rilevato 7.38mm e

7.39mm utilizzando il micrometro xx scala 6-8 mm) rispetto a quanto previsto a progetto. Valutare se necessario apportare modifiche a livello di specifiche tecniche o di sistema di gestione (es. le tolleranze dimensionali, manutenzione utensili/macchinario, strumentazione di misura utilizzata, ecc). (macchina xx).

- Specificare meglio le modalità di esecuzione dei controlli visivi delle parti non direttamente/facilmente accessibili durante la fabbricazione (es. controllo della piena penetrazione delle saldature tra piastra e fasciame, controllo della piena penetrazione dei giunti fra fasciame e tronchetti, ecc).
- In riferimento al RES par. 2.10 (protezione contro il superamento dei limiti ammissibili dell'attrezzatura a pressione) si rileva che il fabbricante, nel Manuale d'uso e manutenzione, segnala che le valvole di sicurezza devono essere adeguatamente dimensionate ma non fornisce una sufficiente informazione circa i limiti associati alle connessioni previste al montaggio del dispositivo di protezione stesso.
- Il disegno xxx riporta i riferimenti non aggiornati ai materiali utilizzati ovvero lamiere in alluminio P-Al- Mg 4.5 R UNI 7790/77 anziché EN 14286.
- Si rileva che l'estensione dei controlli, derivata dalla edizione della EN13445:2002 parte 5 non è aggiornata, comunque la stessa è altresì coerente con la Raccolta S ed. 99. Valutare l'implementazione dell'estensione dei controlli secondo l'ultima revisione della norma EN13445 parte 5.

Nel periodo in esame l'analisi dei dati evidenzia l'emissione di alcune non conformità e precisamente per l'applicazione delle formule di calcolo per le verifiche di stabilità, per carenza del fascicolo tecnico rispetto alle norme utilizzate e per la definizione ed estensione dei CND. A livello di osservazioni / raccomandazioni si evince una predominanza delle carenze relative agli aspetti correlati alla progettazione (es. calcoli, disegni, norme utilizzate) (tabella 4, figura 4).

CARENZE TECNICHE RISCONTRATE NEL FASCICOLO	non conformità	osservazioni	raccomandazioni	totale rilievi	percentuale
26 <i>Dati di targa</i>		1	3	4	2,0 %
27 <i>Descrizione dell'attrezzatura/insieme</i>		3	4	7	3,6 %
28 <i>Analisi dei rischi e dei pericoli</i>		6	8	14	7,1 %
29 <i>Analisi dei RES</i>		8	13	21	10,7 %
30 <i>materiali impiegati</i>		9	16	25	12,7 %
31 <i>Disegni e/o schemi di assemblaggio</i>		17	8	25	12,7 %
32 <i>Calcoli dimensionali e di stabilità</i>	2	24	18	44	22,3 %
33 <i>Coerenza del fascicolo alle norme utilizzate</i>	2	10	8	20	10,2 %
34 <i>Definizione ed estensione dei CND</i>	1	15	6	22	11,2 %
35 <i>Libretto d'uso e manutenzione</i>		3	12	15	7,6 %
	5	96	96	197	100 %
	2,5 %	48,7 %	48,7 %		

Tabella 4. Suddivisione del campione delle carenze riscontrate nel fascicolo tecnico

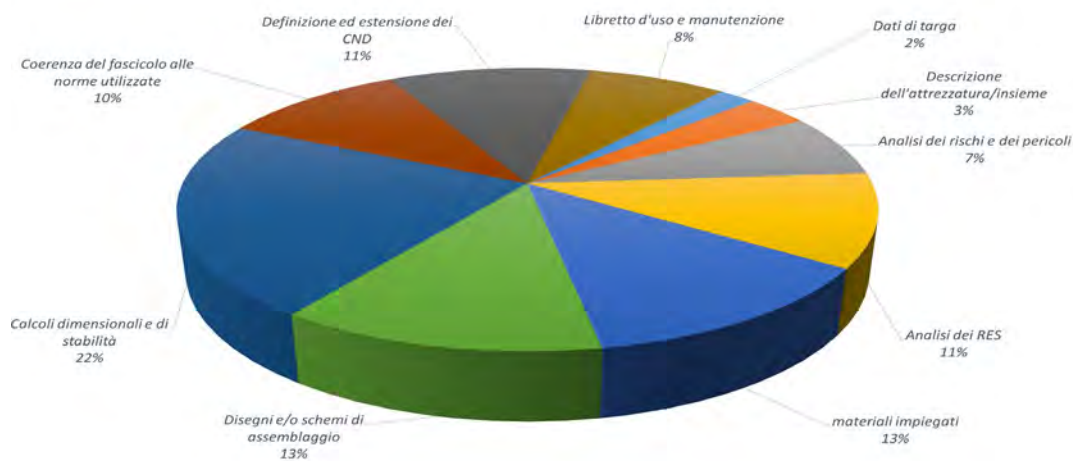


Figura 4. Rappresentazione statistica delle carenze riscontrate nel fascicolo tecnico

4. Risultati

Dall'analisi delle risultanze emerse nel corso delle verifiche ispettive presso i fabbricanti, in un arco temporale di 6 anni, è possibile estrapolare diverse considerazioni di sintesi. Nel complesso la numerosità delle non conformità, ovvero di condizioni che pregiudicano significativamente la conformità alla direttiva, è limitata (pari al 1,4% dei rilievi). Le criticità maggiori emergono relativamente alle carenze riscontrate nel fascicolo tecnico.

Si riscontra un'incidenza significativa sia relativamente al sistema che documenta i processi che alle specifiche tecniche progettuali. I fabbricanti manifestano carenze, classificate come osservazioni e raccomandazioni, che evidenziano la necessità di approfondimento dei livelli di implementazione del sistema qualità (figura 5).



Figura 5. Incidenza del livello di criticità (non conformità - osservazione - raccomandazione)

Dall'analisi dei dati si evince da parte dei Fabbricanti una difficoltà diffusa ad attuare in modo efficace il sistema qualità attraverso i suoi strumenti. In particolare, non sempre le procedure adottate sono correttamente documentate e coerenti con le attività effettivamente svolte (figura 6).

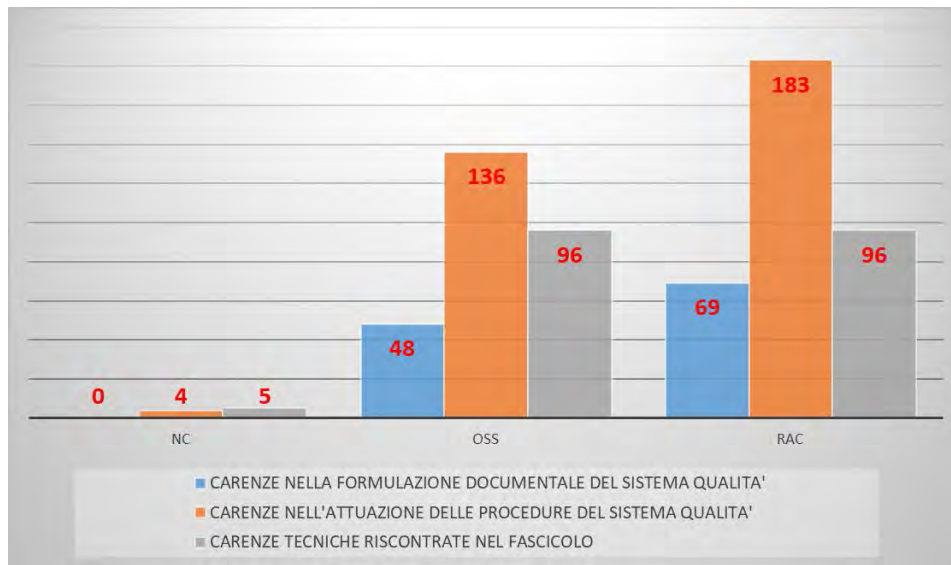


Figura 6. Numerosità dei rilievi emersi nel corso degli audit suddivisi per livello di criticità

5. Conclusioni

Con il presente lavoro è stata effettuata un'analisi sugli esiti degli audit sui moduli qualità implementati dai fabbricanti nell'ambito della certificazione PED. I risultati evidenziano la prevalenza di emissione di rilievi aventi livello pari a "raccomandazione" e "osservazione" che determinano azioni correttive di miglioramento.

Tali risultati indicano un buon livello di maturità del sistema qualità utilizzato dai fabbricanti e permettono all'Organismo Notificato di conoscere le tematiche soggette potenzialmente a criticità.

Ringraziamenti

Si ringraziano la dott.ssa Chiara Pierdominici ed il sig. Simone Mariani per il contributo fornito alla realizzazione di questo lavoro, principalmente per la raccolta dati e gli aspetti editoriali.

6. Bibliografia

- [1] Zeman J.L., The role of quality systems in the Pressure Equipment Directive, Technology, Law and Insurance, 3:3, 183-189, DOI: 10.1080/135993798349370, 1998
- [2] Giacobbe F., Bemporad E., Pera F., Conformity assessment procedures of the Directive 2014/68/UE (PED) and implementation of the Quality Management System ISO 9001: 2015", Proceedings of the 30th European Safety and Reliability Conference and the 15th Probabilistic Safety Assessment and Management Conference, 2020

[3] A. Fortuni, F. Giacobbe, L. Pugliese, F. Buti, C. Pierdominici, S. Mariani, Organismo notificato per la direttiva PED. Analisi dei dati, atti safap 2018

[4] Tommi M., Identification of Mechanical Issues Related to Pressure Equipment Directive and Harmonised Standards, Wärtsilä Energy Business, 2020

Progettazione e certificazione PED di un impianto con reattore di carbonatazione operante in regime di creep-fatica

L. Scano¹, L. Santi²

¹ S.S.I. s.r.l. – Studio Scano

² Greenbone Ortho S.p.A.

Abstract

La Direttiva 2014/68/UE PED definisce i Requisiti Essenziali di Sicurezza (RES) che un'attrezzatura a pressione deve soddisfare ai fini della certificazione CE di prodotto. Nella presente memoria viene descritto l'iter progettuale e certificativo di un reattore di carbonatazione in superlega di nickel tipo Inconel 625, operante alla pressione PS = 150 barg e alla temperatura di 700 °C in regime di creep e fatica oligociclica.

La progettazione, basata sulla norma armonizzata EN 13445-3 [1], è stata supportata dalle metodologie avanzate del codice API 579-1 [2] per la valutazione del danno da creep-fatica, in ottemperanza all'Allegato I par. 2.2.3-b della Direttiva PED [3]. Il materiale da costruzione è stato completamente caratterizzato dal punto di vista del creep e della resistenza a fatica e il danno cumulativo sul componente è stato simulato tramite analisi FEM elastoplastica nel dominio del tempo.

L'analisi del comportamento in temperatura del materiale, inoltre, ha messo in luce come le superleghe di nickel tipo Inconel 625 siano caratterizzate da meccanismi di infragilimento a caldo nel range 600 – 800 °C, causati dalla precipitazione di fasi intermetalliche e di carburi ai bordi del grano austenitico. Tale evidenza ha avuto un impatto rilevante sulla analisi dei rischi PED, portando alla progettazione integrata di un sistema meccanico di contenimento e protezione in caso di scoppio o di proiezione di frammenti causati dalla frattura fragile del reattore in temperatura. Il calcolo di tale sarcofago protettivo è stato condotto con metodiche FEM avanzate e analisi dinamiche ad elevato strain-rate, chiudendo così il cerchio del rispetto dei RES PED.

Keywords: PED, Design-by-Analysis, creep, fatigue, nickel-based-alloy

1. Nomenclatura

A	Costante di Norton	S _e	Sforzo equivalente effettivo
A _i	Coefficienti polinomiale LMP	T	(MPa)
C	Costante di Larson-Miller (20)	T _H	Temperatura assoluta (K)
D _{cf}	Danno da creep/fatica	t	Temperatura omologa (K)
D _i	Coefficienti di danno di Johnson &	t _r	Tempo di integrazione (h)
L	Cook	TS	Tempo a rottura (h)
LMP	Creep life (h)	X,Y,Z	Temperatura di progetto (°C)
l,m	Parametro di Laron-Miller	ε	Costanti di Johnson & Cook

n	Esponenti di Johnson & Cook	e_f	Strain-rate (1/h)
p	Esponente di Norton	$e_{p(n)}$	Strain-to-failure (mm/mm)
PS	Pressione idrostatica (MPa)	s	Deformazione plastica
Q	Pressione di progetto (barg)	S_y	(normalizzata)
R	Energia di attivazione (kJ/mol)		Sforzo (MPa)
	Costante dei gas (8.314 J/mol·K)		Carico di snervamento (MPa)

2. Introduzione

Nella presente memoria si descrive l'approccio tecnico-ingegneristico utilizzato per la progettazione, la certificazione in ambito PED e l'utilizzo sicuro di un impianto con reattore di carbonatazione operante in regime di funzionamento ciclico ad alta pressione e temperatura.

Il processo di carbonatazione impiegato in tale attrezzatura è parte di un ciclo più complesso per la produzione di innesti ossei sintetici a partire da matrici di origine vegetale. All'interno del reattore, la carbonatazione dei campioni avviene per esposizione ad anidride carbonica attraverso un ciclo di lavoro avente pressione e temperatura massime pari a 150.0 barg e 700 °C. Tali valori sono i dati di progetto dell'apparecchio ai fini dell'analisi strutturale e della classificazione PED (PS, TS). In tali condizioni di funzionamento risultano inoltre attivati due meccanismi di danno dipendenti dal tempo: la fatica oligociclica e lo scorrimento viscoso a caldo (creep). Entrambi questi fenomeni devono essere quindi valutati in sede di analisi dei rischi e di calcolo strutturale ai sensi dell'Allegato I par. 2.2.3-b della Direttiva PED. Essi hanno inoltre indirizzato la scelta del materiale da costruzione verso le superleghe di nickel, note per l'elevata resistenza in tale regime di funzionamento e per le superiori proprietà anti-corrosive. In particolare, per il caso in esame, è stata scelta una lega commerciale tipo Inconel 625.

Il codice di calcolo utilizzato per la progettazione del reattore è la norma armonizzata EN 13445-3. Dal punto di vista statico è stato scelto di eseguire un calcolo con modalità per analisi termo-meccanica di tipo elastico lineare e classificazione delle tensioni in accordo all'Annex C. Per quanto riguarda la valutazione a fatica e a creep, è stato invece utilizzato un approccio di dettaglio basato su analisi FEM elastoplastica nel dominio del tempo in accordo allo standard API 579-1. Questo ha permesso di stimare esattamente l'accumulo di deformazione plastica da creep in funzione dei cicli effettivi di lavoro del reattore e di valutare il danno combinato da creep e fatica, rinunciando ad ipotesi eccessivamente conservative. Ai fini di tale analisi, il materiale da costruzione è stato completamente caratterizzato in termini di comportamento ad alta temperatura e in regime di funzionamento ciclico.

Parallelamente all'analisi strutturale, l'analisi dei rischi del reattore, eseguita per verificare il rispetto dei Requisiti Essenziali di Sicurezza (RES) della Direttiva PED (Allegato I), ha evidenziato una criticità relativa al materiale da costruzione, che è caratterizzato da una finestra di potenziale infragilimento a caldo nel range 600 – 800 °C, intersecante la TS dell'apparecchio. Tale fenomeno, ben noto in letteratura

[4][5][6][7], è originato dalla precipitazione di fasi intermetalliche all'interno della matrice austenitica e di carburi ai bordi del grano durante l'esercizio prolungato in regime di creep, e risulta accelerato dal campo di sforzo applicato al componente. Non essendo possibile eliminare tale rischio associato all'esercizio, si è proceduto a definire gli interventi passivi volti alla minimizzazione dello stesso, con conseguente informazione all'Utilizzatore attraverso il manuale d'uso dell'attrezzatura. In particolar modo, è stato progettato un sarcofago di contenimento in carpenteria metallica destinato a proteggere l'operatore del reattore dall'eventuale onda d'urto e dalla proiezione di frammenti ad alta energia in caso di accidentale rottura fragile dello stesso. Al fine di ottimizzare la leggerezza e la manovrabilità di tale struttura, il design è stato eseguito tramite analisi dinamica FEM tipo "explicit dynamics", tenendo in considerazione il comportamento del materiale da costruzione ad elevati strain-rate e fino a rottura.

3. Descrizione dell'attrezzatura

Il reattore oggetto della presente memoria (Figura 1) è costituito da un cilindro ad asse verticale lavorato da barra e dotato di flange superiori e fondo piano inferiore opportunamente raccordato (1). Il cilindro è dotato di coperchio (3), sempre lavorato da barra, e connesso allo stesso tramite C-clamp in acciaio al carbonio (2, 5) dotate di bulloni serrati "in spinta" sulla sua superficie superiore (4). Non sono presenti saldature di composizione e la tenuta del giunto è garantita da una guarnizione in grafite sostituita ad ogni ciclo di lavoro (6).

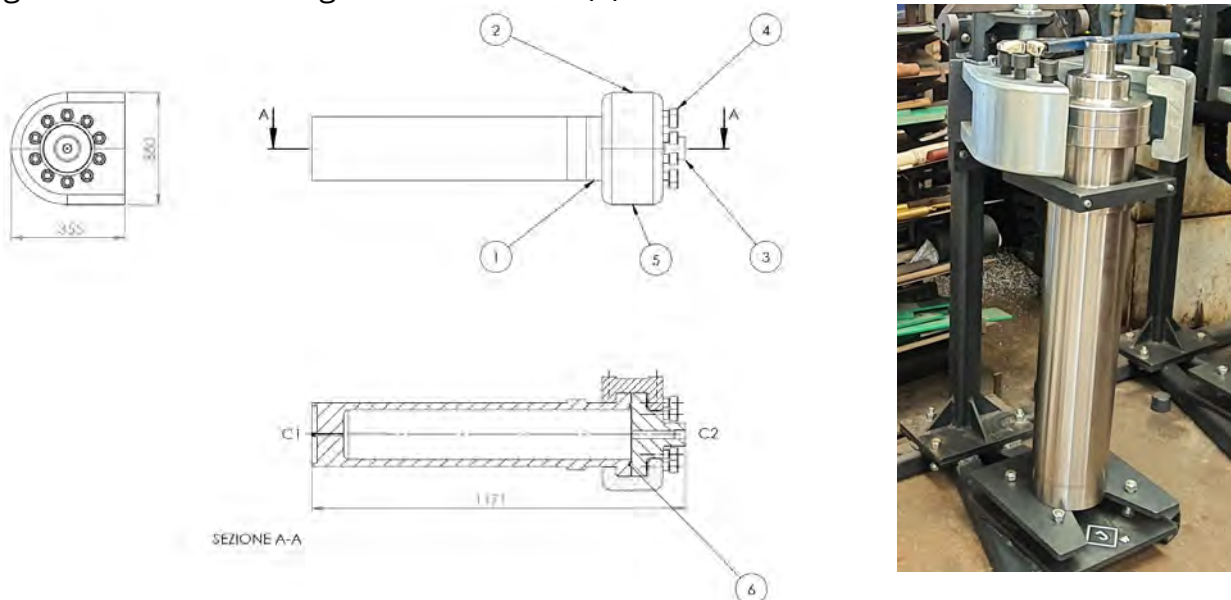


Figura 1. Schema del reattore e assieme dell'apparecchio in prova idraulica.

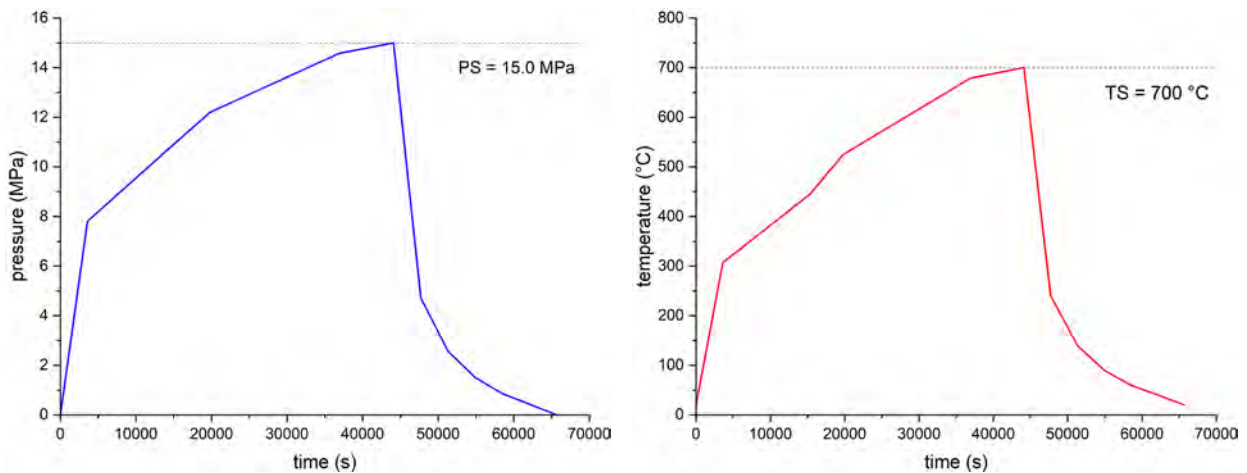


Figura 2. Ciclo di funzionamento (pressione e temperatura).

I dati di progetto dell'attrezzatura, e la conseguente classificazione ai sensi dell'Allegato II della Direttiva PED, sono riassunti di seguito:

Pressione di progetto (PS)	-1.0 / 150.0 barg
Temperatura di progetto (TS)	700 °C
Capacità	18.9 l
Fluido di lavoro	CO ₂ (PED Gr. 2)
Categoria di rischio	III (Tabella 2)
Diametro cilindro	200 mm
Materiale reattore	ASME SB-446-2
Materiale ganasce	ASME SA-350-LF2
Materiale bulloni	ASME SA-320-L7
Cicli a fatica reattore/bulloni	5000/1500
Vita a creep	10000 h
Codice di calcolo	EN 13445-3 + API 579-1

Il ciclo di lavoro tipico, della durata di 18 ore, prevede una rampa di temperatura e pressione fino ai valori PS/TS (Figura 2). Il carico termico è imposto da una serie di resistenze elettriche poste sul mantello cilindrico del reattore, all'interno di una fornace di riscaldamento in refrattario. Considerando che il regime di creep per il materiale da costruzione SB-446-2 inizia convenzionalmente a 525 °C, si osserva come solo un terzo del funzionamento del reattore avvenga in condizioni di scorrimento. Un calcolo a creep semplificato, in tali condizioni, sarebbe quindi eccessivamente conservativo. La progettazione è stata quindi orientata al calcolo FEM di dettaglio in regime di creep.

4. Analisi strutturale

Il progetto del reattore è stato eseguito in conformità agli standard EN 13445-3 e API 579-1 con modalità per analisi FEM. Le tensioni ammissibili sono state calcolate in accordo a EN 13445-3 ed EN 13445-10 [8] sia per i valori indipendenti dal tempo che per quelli in regime di creep. La protezione da collasso plastico, da ratcheting e da triassialità di sforzo è stata verificata attraverso l'Annex C dello standard EN 13445-3 attraverso analisi elastica lineare con classificazione delle tensioni. Sono stati

realizzati due modelli di calcolo: il primo, assialsimmetrico, per le valutazioni globali e un secondo sub-model di dettaglio per l'analisi della bullonatura "in spinta" sul coperchio (Figura 3).

Sono stati presi in considerazione il carico meccanico da pressione interna e quello termico indotto dalle resistenze elettriche. Quest'ultimo è stato valutato tramite analisi termica nel transitorio della rampa di riscaldamento. Il campo di temperature, nel tempo, ha permesso quindi di determinare i valori di sforzo equivalente massimo indotti dal riscaldamento, e di combinarli con quelli dovuti alla pressione (Figura 4). Si nota, inoltre, come solo la porzione cilindrica dell'apparecchio, e in parte quella del raccordo col fondo inferiore, siano esercitate effettivamente in regime di creep.

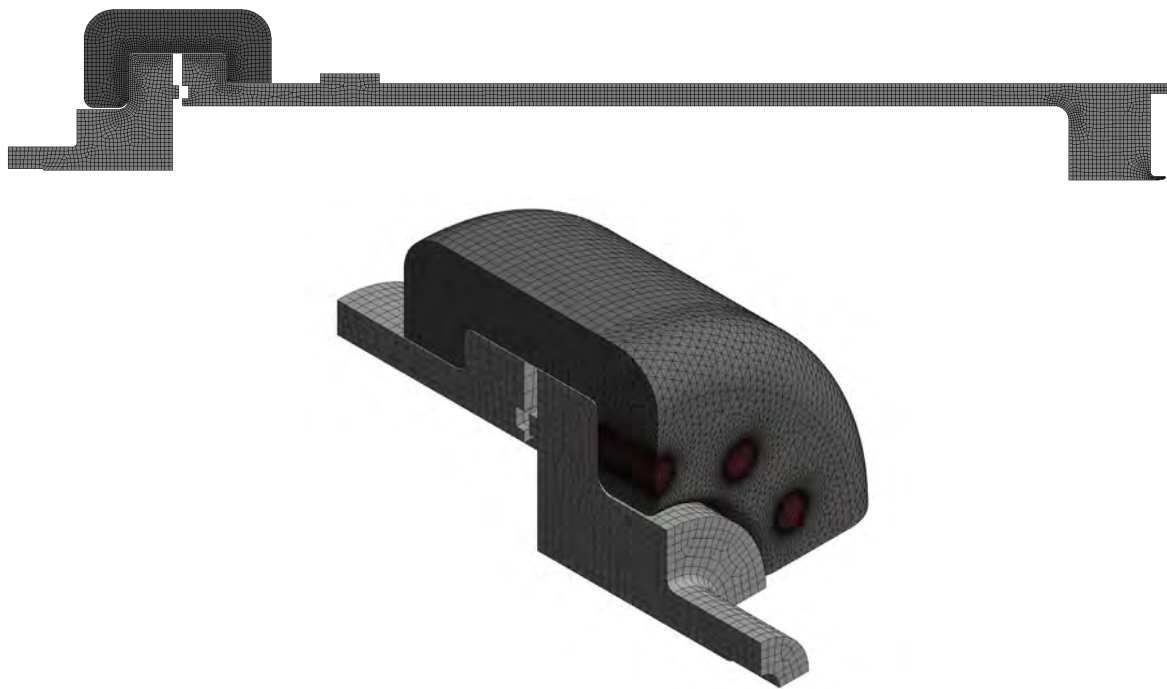


Figura 3. Modelli FEM del reattore.

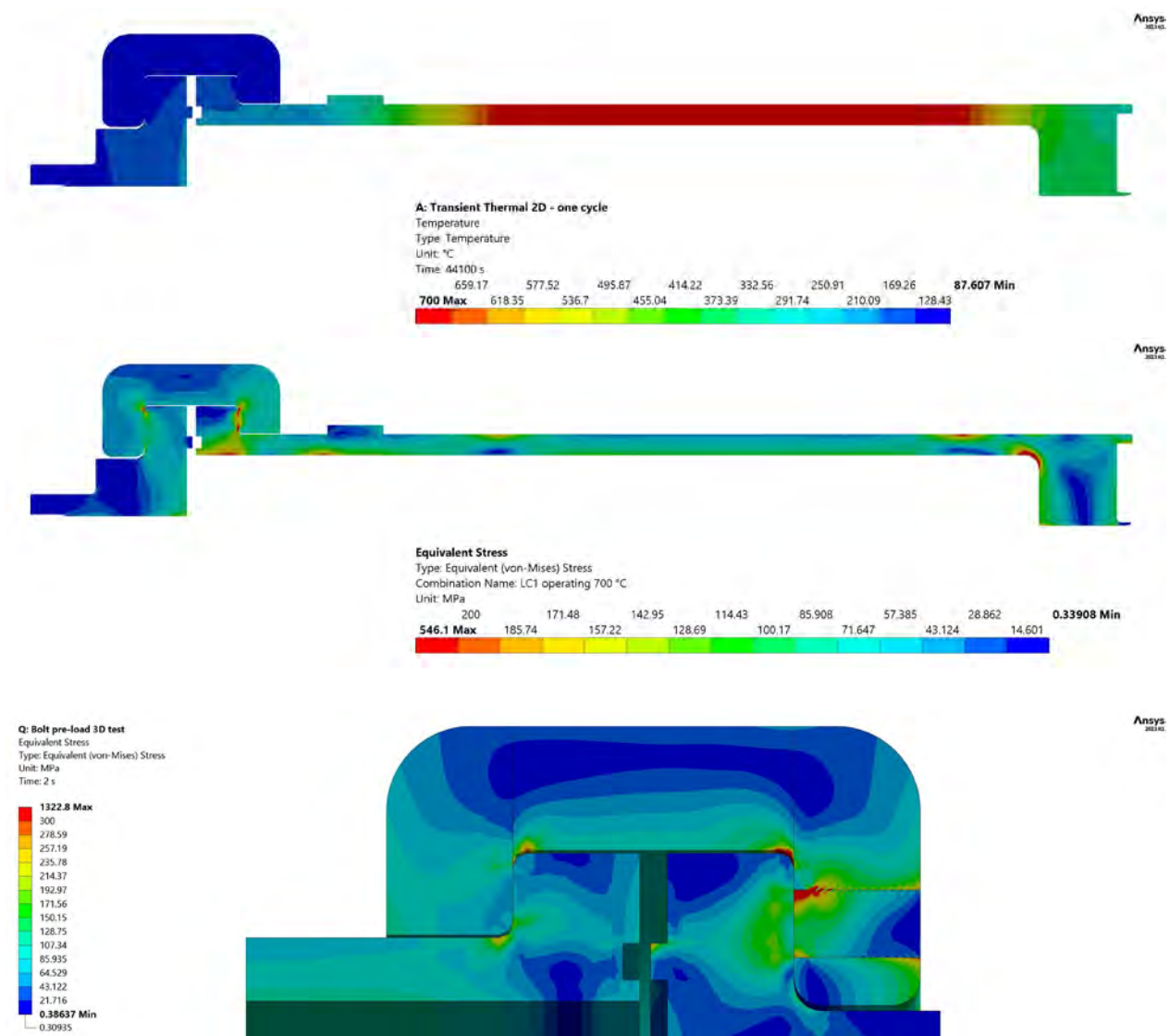


Figura 4. Campo termico nel reattore (in alto) e sforzo equivalente di Von Mises nelle membrature e nel giunto a clamp per azione di tutti i carichi di progetto (in basso).

I risultati dell'analisi elastica lineare, in termini di sforzo equivalente di Von Mises, sono stati utilizzati per il calcolo della vita a fatica dell'attrezzatura e dei bulloni. Per i componenti fino a 427 °C sono state utilizzate le curve di fatica dello standard API 579-1 Annex 14B, mentre, per quelli fino a 700 °C, i dati in temperatura forniti dal fabbricante del materiale (Figura 5). Con riferimento a questi ultimi, si nota come tutti i punti siano, di fatto, al di sotto del limite di endurance della superlega a 700 °C, pesato per lo sforzo medio, e, quindi, posseggano vita infinita. Le membrature esterne alla fornace di riscaldamento, caratterizzate da elevati gradienti termici, hanno invece limitato la vita a fatica a 5000 cicli per le C-clamp in acciaio al carbonio e a 1500 cicli per i bulloni.

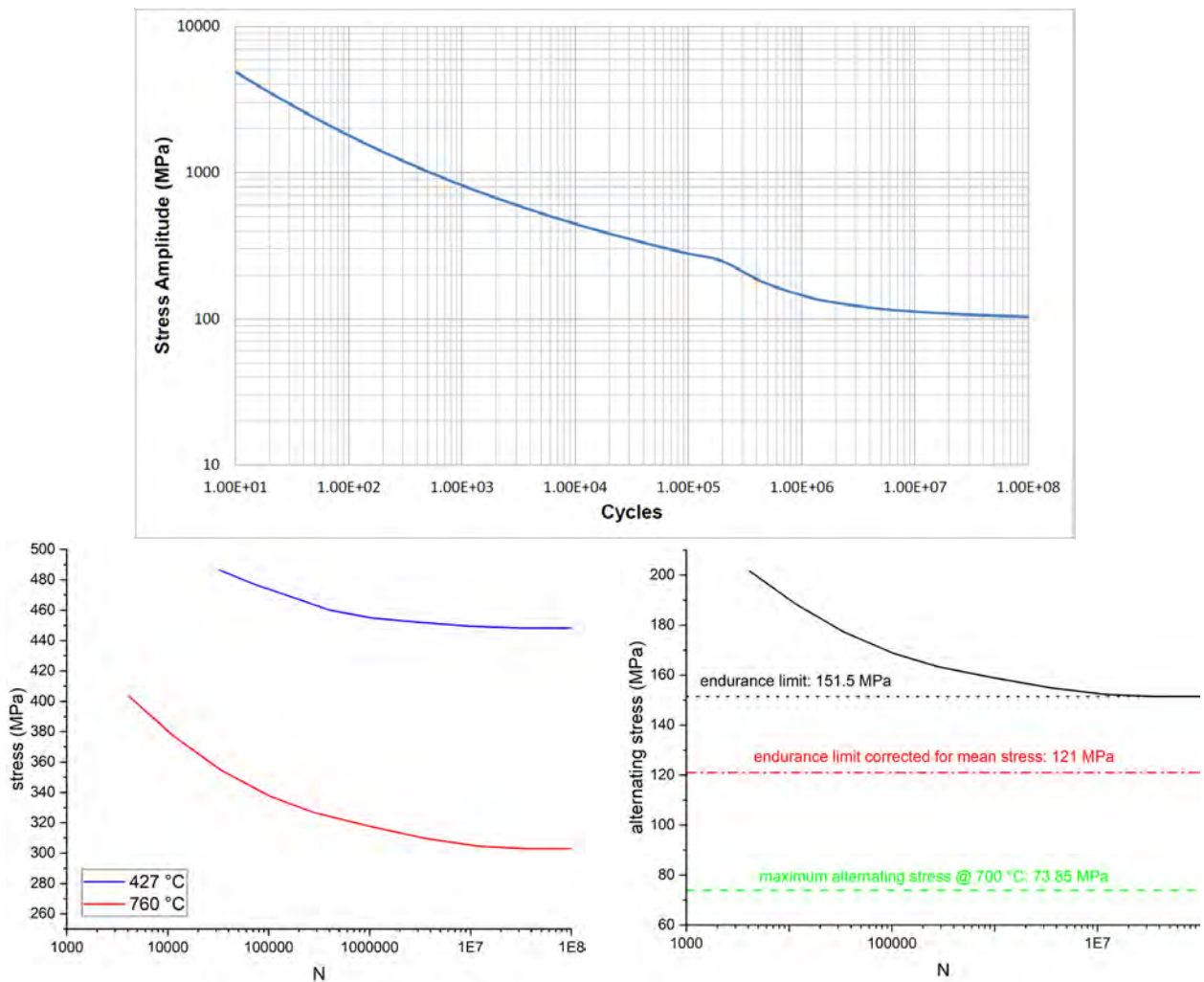


Figura 5. Curve di fatica per la superlega di nickel tipo Inconel 625 fino a 427 °C (sopra) e fino a 760 °C (sotto).

L'analisi a creep ha reso necessaria la caratterizzazione completa del materiale, sia in termini di creep-strain che in termini di time-to-rupture (Figura 6). Le curve di creep, fornite dal fabbricante del materiale, sono state interpolate attraverso la power-law di Norton:

$$\dot{\epsilon} = A \cdot e^{-Q/RT} \cdot \sigma^n \quad (1)$$

I dati a rottura sono stati invece introdotti in funzione del parametro di Larson-Miller, funzione dello sforzo equivalente attraverso il modello di polinomiale fornito dall'Annex 10B dell'API 579-1, che ben rappresenta i valori sperimentali:

$$LMP = T \cdot (\log t_r + C) = A_0 + A_1 \sigma + A_2 \sigma^2 + A_3 \ln(\sigma) \quad (2)$$

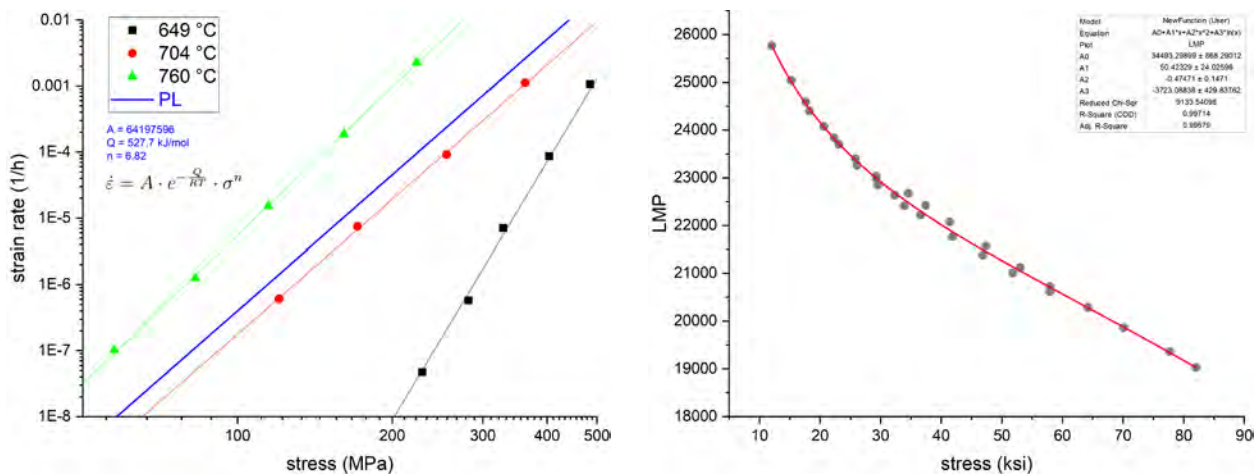


Figura 6. Curve di creep e parametro di Larson-Miller.

L'analisi condotta è stata di tipo elastoplastico nel dominio del tempo, considerando 5000 cicli termo-meccanici. Il danno da creep, valutato in conformità alla Part 10 dello standard API 579-1 e in funzione dello sforzo equivalente effettivo, pesato per gli effetti di triassialità, è stato calcolato al singolo passo di integrazione tramite custom user-subroutine in Fortran all'interno del software FEM:

$$D = \sum_i \frac{t_i}{L_i} \quad L = 10^{\left(\frac{1000 \cdot LMP(S_e)}{T+460}\right)} - C \quad (3)$$

La distribuzione del danno da creep a 5000 cicli è riportata in Figura 7 insieme alla curva di accumulo nel tempo. Come si può osservare, esso è estremamente basso a causa della permanenza limitata nel regime di creep all'interno del singolo ciclo operativo del reattore. Il danno combinato da creep-fatica è stato infine valutato in accordo alla Figura 10.35 del codice API 579-1, applicando un criterio di accettabilità pari a 0.15. I due punti di controllo, all'interno e all'esterno dal regime di creep, sono presentati in basso a destra in Figura 7.

5. Analisi dei rischi e protezione passiva del reattore

La superlega di nickel tipo Inconel 625 è caratterizzata da una matrice austenitica dovuta all'alto contenuto di Ni (58% min.) che le conferisce le elevate caratteristiche meccaniche e un'ottima resistenza alla corrosione. La presenza di Cr (20% min.) e Mo (8% min.) garantisce inoltre un'elevata resistenza a creep ad alta temperatura. Nonostante le eccellenti proprietà, tali leghe sono vittima di meccanismi di invecchiamento a caldo nel range di temperatura 600 – 800 °C, a causa della precipitazione di fasi g'' e d e di carburi a bordo del grano austenitico, con conseguente infragilimento a caldo.

L'analisi dei rischi, condotta in sede di certificazione PED e in conformità all'Allegato I della Direttiva, ha permesso di identificare questa criticità, non sanabile in sede di progetto e quindi trattabile unicamente come rischio residuo. Per proteggere l'Utilizzatore dell'apparecchiatura dal potenziale rischio di cedimento fragile durante il normale funzionamento, è stato progettato un sistema di contenimento del reattore, atto a garantire la protezione passiva da sovrappressione (blast-load) e da proiezione di frammenti. Tale sistema, fabbricato in carpenteria metallica, doveva inoltre possedere adeguate caratteristiche di manovrabilità in modo da poter essere movimentato durante le fasi di apertura e carico/scarico del reattore. Per tale motivo, la progettazione è stata eseguita tramite analisi FEM tipo "explicit dynamics" attraverso il software commerciale ANSYS Autodyn. Tale tipo di simulazione permette di studiare il comportamento del materiale in transitori dinamici estremamente brevi (0.01 - 0.001 s), adottando il metodo esplicito di integrazione nel tempo, ottimale nel caso di analisi non-lineari ad elevati strain-rate.

Il modello del sarcofago è stato preparato per la simulazione e la mesh, di tipo lagrangiano, è stata ottimizzata per analisi di tipo esplicito utilizzando elementi lineari aventi una dimensione minima di 1.0 mm e tali da garantire la stabilità della soluzione nell'intervallo di integrazione previsto pari a $5 \cdot 10^{-6}$ s (Figura 8). Per l'analisi di blast-load, la mesh del fluido interno ed esterno alla camera (aria) è stata invece definita di tipo euleriano ed è stato adottato il metodo del TNT-equivalente per simulare la propagazione dell'onda d'urto all'interno del sarcofago. In particolare, l'energia immagazzinata è stata calcolata come il massimo tra il lavoro di espansione isoterma e adiabatico del gas immagazzinato nel reattore [9] ed è risultata pari a 1286.6 kJ. Il punto di innesco è stato posizionato in posizione baricentrica rispetto al reattore (Figura 8 - destra).

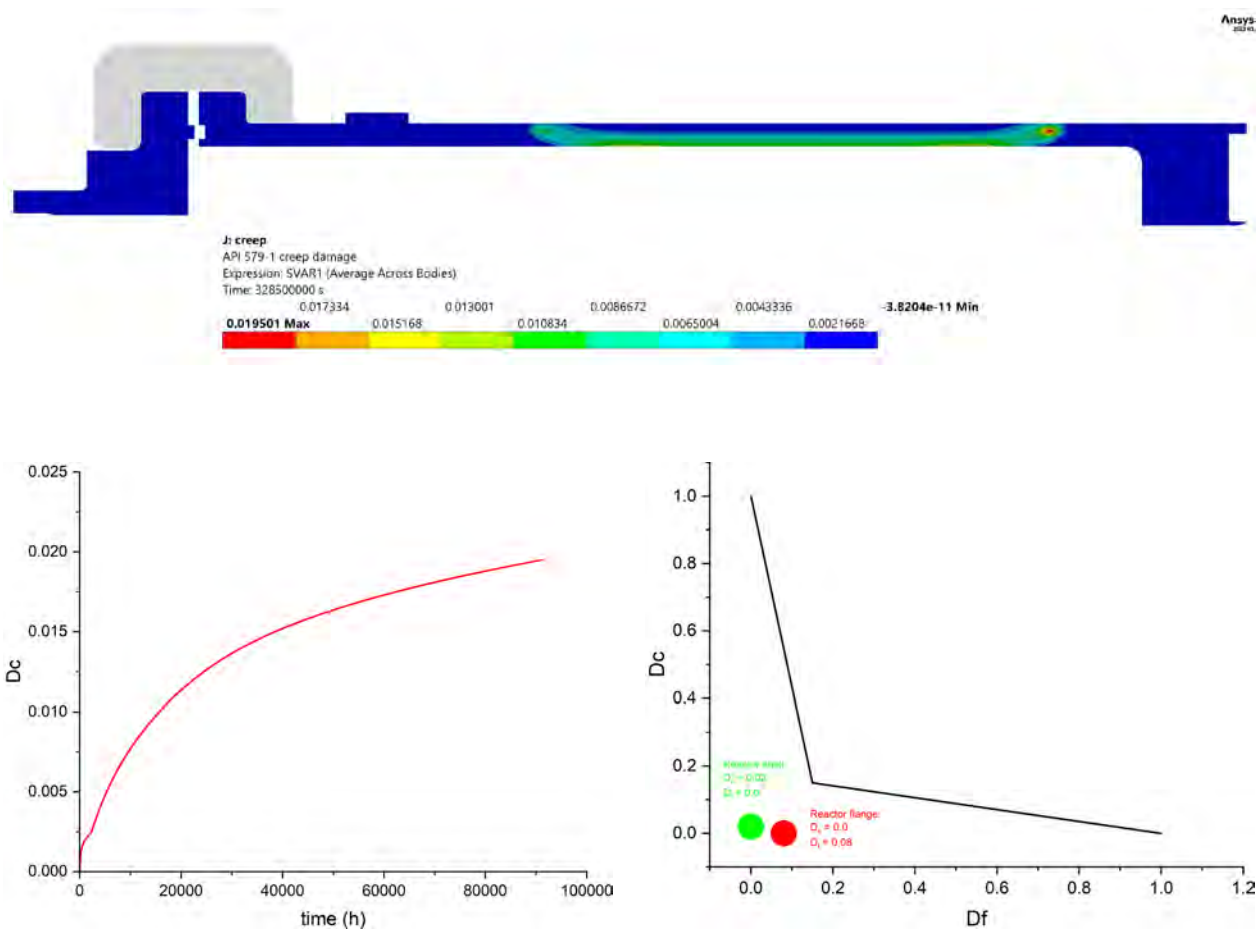


Figura 7. Danno da creep secondo API 579-1 nel reattore a 5000 cicli, in funzione del tempo e verifica del danno combinato creep-fatica.

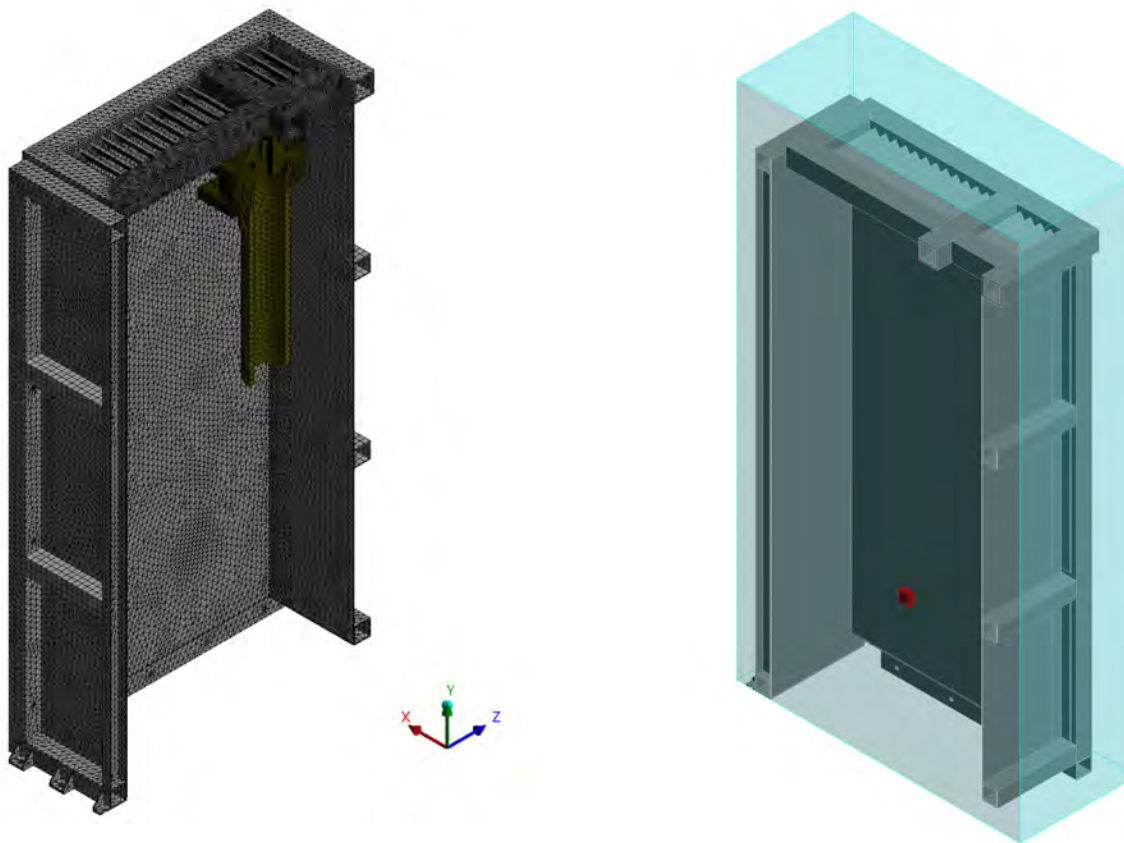


Figura 8. Mesh lagrangiana del modello FEM per il progetto del sistema di contenimento (sinistra) e dominio euleriano del fluido nell'analisi di blast-load. Il blocco di TNT corrispondente all'energia immagazzinata nel reattore è mostrato in rosso.

L'analisi è stata condotta includendo l'incrudimento del materiale ad elevati strain-rate, il relativo criterio di collasso secondo la teoria di Johnson & Cook e utilizzando le costanti dell'acciaio da costruzione S355 [10]:

$$\sigma_y = (X + Y\varepsilon_p^l) \cdot (1 + Z \cdot \log \dot{\varepsilon}_{pn}) \cdot (1 - T_H^m) \quad (4)$$

$$\varepsilon_f = (D_1 + D_2 e^{D_3 P/\sigma}) \cdot (1 + D_4 \log \varepsilon_{pn}) \cdot (1 + D_5 T_H^m) \quad (5)$$

La simulazione ha permesso di cogliere il comportamento del materiale nel transitorio di scoppio e di urto di frammenti ad alta velocità. Per il secondo caso, ci si è posti nella condizione sfavorevole in cui tutta la testa del reattore impatti sulla porzione superiore del contenimento con una velocità calcolabile tramite le formule di letteratura per frammenti assimilabili a razzi [9]. Nel caso in esame essa è risultata pari a 61.4 m/s. L'analisi ha inoltre permesso di valutare la resistenza della struttura

perché, in caso di raggiungimento del limite del materiale (failure), gli elementi relativi sarebbero stati deattivati, modellando la perdita di capacità portante della struttura. La Figura 9 illustra lo sforzo di Von Mises nella camera al passaggio dell'onda di pressione per due istanti di tempo ($4 \cdot 10^{-4}$ e $7.5 \cdot 10^{-4}$ s):

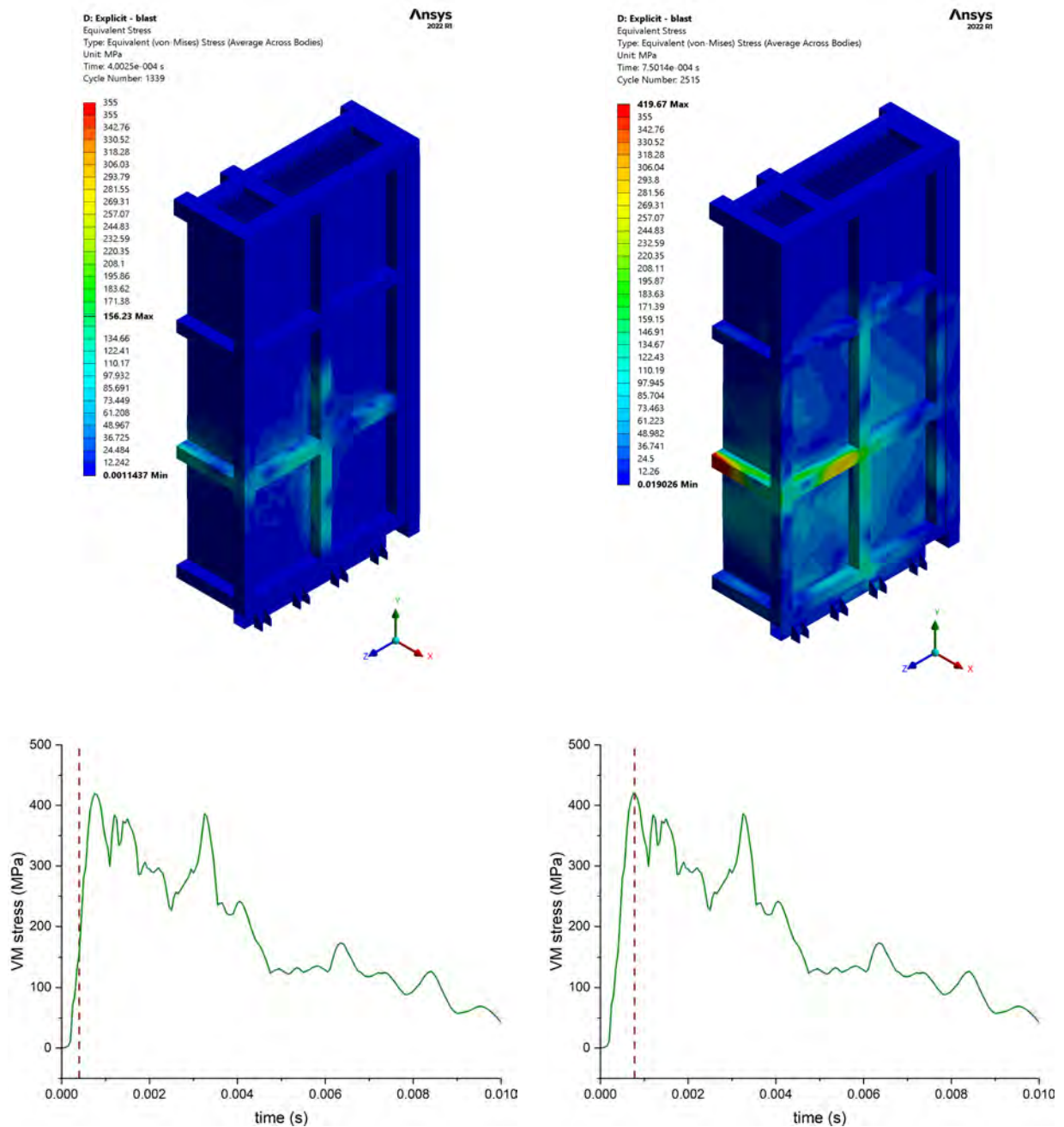


Figura 9. Sforzo di Von Mises al passaggio dell'onda di pressione (primo picco di sforzo - destra).

La Figura 10 presenta invece la struttura del sarcofago nella configurazione finale di progetto, scorrevole su rotaia in fase di apertura e chiusura, e il danno ottenuto dalla simulazione per proiezione della porzione superiore del reattore a seguito di frattura fragile del cilindro. Si può osservare come la struttura si deformi plasticamente in maniera rilevante ma senza arrivare a rottura dei profili di trattenuta (nessuna deattivazione degli elementi per raggiungimento del criterio di failure).

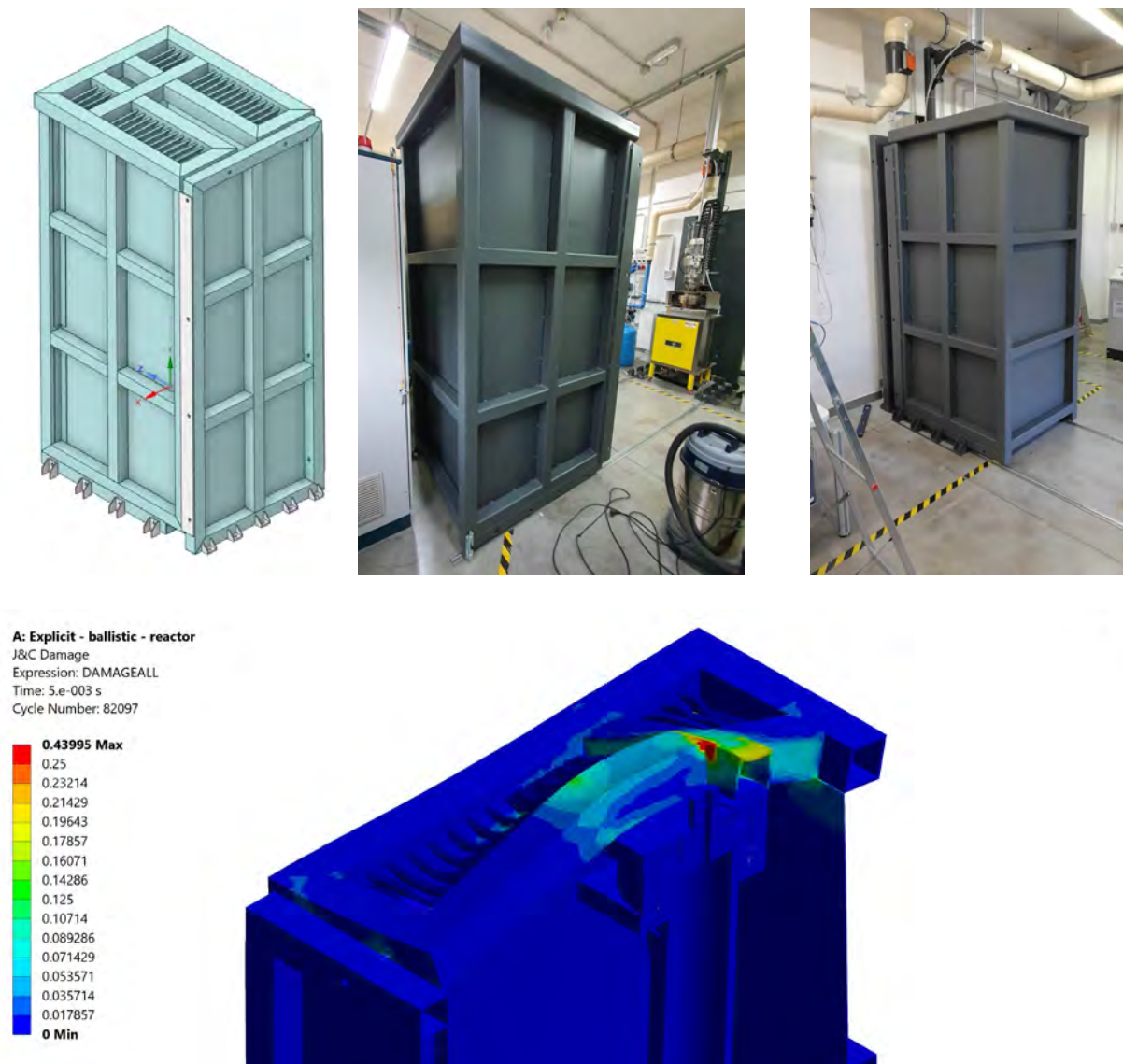


Figura 10. Sarcofago di protezione scorrevole su binari: installazione e dettaglio del danno massimo in caso di proiezione di frammenti (deformata scala 1:1).

L'analisi FEM dinamica ha permesso quindi di verificare il contenimento rispetto al collasso ultimo, verifica difficilmente attuabile con metodi tradizionali, e di verificare il rispetto dei RES come richiesto dalla Direttiva PED.

6. Conclusioni

La presente memoria ha illustrato un case-study relativo alla certificazione PED di un reattore per carbonatazione in superlega di nickel operante in regime di creep-fatica. L'attrezzatura è stata progettata in accordo agli standard EN 13445-3 e API 579-1 attraverso analisi FEM di dettaglio, valutando in particolar modo il danno da creep e da fatica come previsto dall'Allegato I della Direttiva. Tale approccio ha permesso di ottenere una stima realistica della vita utile dell'attrezzatura, rinunciando a semplificazioni e ipotesi eccessivamente conservative.

In sede di analisi dei rischi e di valutazione del rispetto dei RES PED, è inoltre emersa una criticità relativa a possibili meccanismi di infragilimento della superlega di nickel durante l'esercizio ad alta temperatura. Il rischio è stato affrontato progettando un sistema meccanico di protezione passiva (sarcofago) utilizzando un'analisi FEM dedicata tipo "explicit dynamics" che ha permesso di ottimizzare il rapporto resistenza/manovrabilità della struttura, garantendo allo stesso tempo la sicurezza dell'impianto in esercizio.

7. Bibliografia

- [1] EN 13445-3 "Recipienti a pressione non esposti a fiamma - Parte 3: Progettazione", 2021
- [2] ASME "API 579-1/ASME FFS-1 Fitness-For-Service", American Society of Mechanical Engineers, New York, 2021
- [3] "Direttiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione"
- [4] Abolghassemi S., Williamson J., Lindley T. C., Lee P. D. "Embrittlement of alloy 625 and effect of remedial treatments" *Journal of Materials Design and Applications* 2014; 230:1
- [5] Moore I. J., Taylor J. I., Tracy M. W., Burke M. G., Palmiere E. J., "Grain coarsening behaviour of solution annealed Alloy 625 between 600–800 °C" *Materials Science and Engineering: A* 2017; 682:402-409
- [6] Mathew M. D., Parameswaran P., Bhanu Sankara Rao K. "Microstructural changes in alloy 625 during high temperature creep" *Materials Characterization* 2008; 59:508-513
- [7] Mathew M. D., Bhanu Sankara Rao K., Mannan S. L. "Creep properties of service-exposed Alloy 625 after re-solution annealing treatment" *Materials Science and Engineering A* 2004; 372:327-333

[8] EN 13445-10 "Recipienti a pressione non esposti a fiamma - Parte 10: Requisiti aggiuntivi per recipienti in pressione in nichel e leghe di nichel", 2021

[9] Gurnari G., Mulè G., Palumbo N. "La valutazione del rischio nella prova a pressione di attrezzature metalliche", INAIL SAFAP 2012

[10] Soliman H. A., Shash A. Y., El-Hossainy T. M., Abd-Rabou M. "Cutting forces and crater wear prediction in orthogonal cutting using two approaches of finite element modeling" *Engineering Reports* 2020; eng2.12240

Dalla costruzione all'esercizio in sicurezza dei recipienti criogenici fissi isolati sottovuoto. Casi studio

R. Acerboni¹, N. Altamura², E. Bemporad³, G. Gorrino⁴, G. Vaccaro⁵

¹Inail - Uot di Venezia

²Inail - Uot di Bari

³Inail - ON 0100

⁴Inail - Uot di Roma

⁵Inail - Uot di Palermo

Abstract

La memoria intende trattare della normativa in materia di fabbricazione, installazione e verifica dei recipienti criogenici fissi isolati sottovuoto, dai Requisiti essenziali di sicurezza, alla messa in servizio e verifiche periodiche di queste particolari attrezzature a pressione per le quali occorre adottare alcune precauzioni, viste le proprietà particolari dei gas criogenici contenuti.

La memoria, dopo una breve sintesi delle peculiarità rilevabili nelle norme tecniche armonizzate alla direttiva 2014/68/UE o PED (Pressure Equipment Directive) specifiche di settore rispetto quelle generali con particolare riferimento ad aspetti potenzialmente critici, tratterà alcuni casi studio tra cui:

- La possibilità di installazioni all'interno, ove la classica installazione all'aperto non sia possibile, esaminando quelli che sono i rischi che ne derivano e le azioni intraprese per l'eliminazione o mitigazione degli stessi;
- Analisi di gestione di serbatoio di CO₂ liquida con temperatura di targa -40/+50 °C ai fini del non superamento dei limiti di temperatura fissati in costruzione;
- Esame documentale di una dichiarazione di messa in servizio di un insieme criogenico con verbale di accertamento degli accessori di sicurezza e controllo, dalla quale non risulta presente la sonda LTP per il rischio di infragilimento a valle del vaporizzatore.

Keywords: criogenici, rischio infragilimento.

1. I recipienti criogenici fissi

1.1 Funzionamento e caratteristiche

Secondo la EN 13458-1 [1], per recipiente criogenico fisso si intende un recipiente termoisolato progettato per l'uso con uno o più fluidi criogenici in un luogo stazionario, consistente in un recipiente interno, un involucro esterno ed una rete di tubazioni, non destinato ad essere trasportato quando è pieno, ma trasportabile da una posizione fissa ad un'altra, vuoto o contenente residui marginali di fluido

criogenico o gas, costituente un insieme completo pronto per la messa in servizio. Solitamente l'involucro esterno è realizzato in acciaio al carbonio; ad esso, mediante l'utilizzo di staffe metalliche di centraggio e fissaggio si salda l'involucro interno realizzato in acciaio inox. Tra i due involucri si crea il termoisolamento grazie a tre effetti:

- a) effetto riduzione irraggiamento: eseguito grazie all'utilizzo della perlite;
- b) effetto riduzione calore di convezione: attraverso realizzazione del vuoto;
- c) effetto riduzione della conduzione di calore: raggiunto con la separazione fra i due involucri.

Fermo restando che in minima parte i fluidi criogenici potranno utilizzarsi direttamente nella fase liquida (es. azoto liquido per laboratori veterinari o industria alimentare), l'utilizzo più frequente avviene nella fase di vapore criogenico, sfruttando la naturale propensione dei fluidi criogenici ad evaporare alla temperatura ambiente. Infatti, sarà proprio il termoisolamento che preserverà l'equilibrio liquido/vapore del fluido contenuto, mentre il settaggio di una valvola pressurizzatrice e il relativo funzionamento garantiranno la cosiddetta "rimessa in pressione" ogni qualvolta verrà richiesto del fluido criogenico sottoforma di vapore alle utenze. In realtà, in caso di prelievo, ciò che viene prelevato dall'involucro interno in inox sarà la fase liquida; questa attraverso il passaggio all'interno di uno scambiatore di calore fluido/aria, chiamato "evaporatore", solitamente situato all'esterno del recipiente criogenico, permetterà la sua evaporazione e quindi l'utilizzo immediato o l'accumulo in appositi recipienti.

Evidentemente, l'afflusso di liquido criogenico verso l'esterno produce una riduzione di volume della parte liquida all'interno del recipiente in inox, rompendo quell'equilibrio esistente inizialmente alla pressione e temperatura del recipiente interno. Per ripristinare immediatamente tale equilibrio, il volume di liquido perso verrà rimpiazzato dalla fase di vapore che potrà generarsi grazie all'apertura della valvola pressurizzatrice che permetterà il passaggio di ulteriore liquido freddo verso uno scambiatore ausiliario fluido/aria, denominato evaporatore pressurizzatore (o ausiliario), solitamente alloggiato nella parte inferiore del recipiente esterno, il quale farà evaporare il liquido convogliando il relativo vapore sulla parte superiore del recipiente in inox, fino al raggiungimento della nuova pressione di equilibrio per la temperatura insistente nel recipiente in inox.

Come si evince da quanto sopra, il meccanismo naturale di rimessa in pressione all'atto di ciascun prelievo dall'utenza è fortemente influenzato dal regolare funzionamento della valvola pressurizzatrice e dell'evaporatore ausiliario, mentre il corretto funzionamento dell'evaporatore principale garantirà il "naturale" afflusso verso l'esterno di vapore criogenico alla temperatura ambiente. Regolando la pressione minima di intervento della valvola pressurizzatrice verrà permesso la riduzione del volume liquido criogenico senza l'eventualità di completo svuotamento del recipiente interno in inox, mentre evitando la formazione di ghiaccio sugli evaporatori fluido/aria, si garantirà il continuo e corretto scambio

termico necessario per l'utenza (all'uopo saranno necessari precisi controlli delle portate richieste dall'utenza, adeguati calcoli delle superfici di scambio, corretta manutenzione, ecc.).

Non sempre gli evaporatori principali sono del tipo fluido/aria, ma, per alcune esigenze particolari dell'utenza, potranno utilizzare come fluido secondario anche l'acqua a temperatura ambiente, l'acqua calda, il vapore, ecc., richiedendo un ulteriore controllo sugli impianti di alimentazione di quest'ultimi.

Se, in situazioni particolari, che solitamente coincidono con lo svuotamento totale della fase liquida, si dovesse avere un innalzamento della pressione (es. per la perdita del vuoto), potranno scattare i dispositivi di protezione quali dischi di rottura e/o valvole di sicurezza adeguatamente dimensionate, di cui tutti gli apparecchi criogenici saranno corredati.

I gas liquefatti refrigerati, identificati come fluidi criogenici sono prevalentemente: azoto, ossigeno, argon, anidride carbonica, protossido di azoto, aria e idrogeno, nonché tutti gli altri fluidi che hanno un notevole utilizzo nell'ambito industriale, civile, sanitario, militare, ecc.

Sicuramente i due parametri che caratterizzano questi fluidi sono la pressione e la temperatura critica (P_c e T_c); in particolare quando un liquido criogenico si trova ad una pressione e temperatura con valori superiori ai valori "critici", il passaggio nella fase aeriforme sarà immediato e si trasformerà tutto in gas criogenico con la successiva impossibilità di ritornare in forma liquida per semplice compressione (cosa che invece potrà avvenire per un aeriforme in forma di vapore). A titolo di esempio, in tabella 1 sono indicati alcuni valori delle pressioni e temperature critiche dei fluidi criogenici principalmente usati.

Specie chimica	Temperatura critica		Pressione critica		Densità critica (g/cm ³)
	°C	K	atm	MPa	
He	-267,9	5,3	2,3	0,229	0,069
H ₂	-239,9	33,3	12,8	1,297	0,031
Ne	-228,7	44,5	26,9	2,726	0,484
N ₂	-147,1	126,1	33,5	3,394	0,311
Ar	-122,3	150,9	48,0	4,864	0,531
O ₂	-118,4	154,8	50,1	5,076	0,430
CH ₄	-82,1	191,1	45,8	4,641	0,162
CO ₂	31,0	304,2	72,9	7,387	0,460
C ₂ H ₈	32,2	305,4	48,2	4,884	0,211
N ₂ O	36,5	309,7	71,7	7,265	0,450
NH ₃	132,5	405,7	112,5	11,399	0,235

Tabella 1. Pressioni e temperature critiche di fluidi criogenici principalmente utilizzati

Come si potrà osservare, solo alcuni fluidi tra i più utilizzati, come la CO₂ o il N₂O, hanno una temperatura critica comparabile con la temperatura ambiente; tutti gli altri hanno un valore di T_c molto basso, e questo costituisce la principale motivazione di costruire il recipiente interno in inox. Infatti, per continuare ad avere buona duttilità e tenacità alle basse temperature, l'acciaio da utilizzare dovrà essere del tipo resiliente al fine di scongiurare il pericoloso fenomeno della fragilità (Acciaio Inox).

1.2 Normativa di riferimento e aspetti peculiari

Fino al 29 maggio 2002 gli apparecchi criogenici potevano essere costruiti secondo i regolamenti nazionali, che solitamente prevedevano un coacervo di norme "osmotiche" fra la fase di costruzione e la fase di esercizio di un particolare apparecchio in pressione. Oltre la suddetta data è entrato in vigore la Direttiva 97/23/CE, a sua volta abrogata e sostituita dalla direttiva 2014/68/UE.

Una delle conseguenze immediate della nuova normativa di costruzione è stata senz'altro la scelta di far commercializzare gli apparecchi criogenici come "Insiemi" e non più come singoli recipienti in pressione. In tale ottica, il vantaggio sarà principalmente costituito da una migliore gestione amministrativa dell'impianto e soprattutto da una migliore gestione dell'applicazione del d.m. 329/04 per quanto riguarda l'esercizio, almeno dal 12 febbraio 2005.

Analogamente a quanto avviene per la costruzione per la quale si possono applicare diverse norme tecniche armonizzate di settore che supportano ai fabbricanti nel soddisfare i requisiti essenziali di sicurezza (RES) della Direttiva 2014/68/UE (es. EN 13458-1 [1], EN ISO 21028-1 [2], EN ISO 21028-2 [3], EN 1629 [4], EN 1797 [5], EN 13458-2 [6], EN 21009-2 [7], , EN 13371 [8], EN 13648-1 [9] e EN 13648-2 [10], EN ISO 21013-3 [11], ecc.), anche per l'esercizio sono previste le specifiche tecniche, tra l'altro richieste dall'articolo 3 del d.m. 329/04. In particolare, sono state pubblicate le UNI/TS 11325-6 [12] e UNI/TS 11325-12 [13] in merito all'esercizio degli apparecchi in pressione, ma non risulta ancora emesso il decreto di recepimento da parte dei Ministeri competenti; pertanto, ai fini dell'esercizio si possono ancora applicare, per quanto non in contrasto con la normativa europea, tutti i precedenti strumenti normativi non abrogati e l'afferente disciplina (r.d. 824/1927, d.m. 21.05.1974, circolari ANCC, circolari ISPESL, ecc.).

Alcuni degli aspetti peculiari di settore, emergono chiaramente dalle norme armonizzate sopra citate, oltre che da altri riferimenti correlati alla PED, in relazione a specifici RES previsti dalla PED stessa e pertanto si ritiene utile richiamare l'attenzione su di essi. Ad esempio, le osservazioni preliminari ai RES richiamano il fabbricante all'obbligo di analizzare i pericoli e i rischi e di interpretare ed applicare i RES stessi in modo da tenere conto dello stato della tecnica e della prassi al momento della progettazione e della fabbricazione, nonché dei fattori tecnici ed economici, da conciliare con un elevato livello di protezione della salute e della sicurezza. Quest'ultimo deve corrispondere all'uso indicato nelle informazioni sul

prodotto e ciò è particolarmente importante nei casi in cui si rischia un uso scorretto del prodotto [14]. In particolare, nell'assicurarsi che siano considerati tutti i rischi ragionevolmente prevedibili legati all'uso dei recipienti è evidente la necessità di:

- una visione integrata dei rischi tra l'impianto di stoccaggio e quello di utilizzazione [15] e, conseguentemente
- la definizione accurata dei limiti di batteria del recipiente nella sua accezione di insieme.

Con riferimento invece ai RES relativi alla progettazione ed in particolare ai carichi di progetto, per il recipiente interno, sia in condizioni normali che di prova idraulica, è sempre aggiunto 1 bar per tenere conto del vuoto esterno [6], mentre ai fini della selezione di un materiale resistente all'uso previsto, i materiali non metallici vanno evitati o selezionati con cura, nonché utilizzati in quantità limitata, in quanto buona parte di essi presentano un alto rischio di autoaccensione quando sono a contatto con l'O₂ [5]. Inoltre, nel caso della prova idraulica qualora l'acciaio austenitico entri in contatto con l'acqua, vanno controllati il contenuto di cloruro dell'acqua e la durata di esposizione, al fine di evitare la formazione di cricche da tensocorrosione [6].

Per quanto riguarda gli accessori di sicurezza (RES 2.11.1) occorre prestare attenzione agli apparati multi-gas i cui accessori di sicurezza richiedono un dimensionamento cautelativo. Inoltre, con specifico riferimento alla conformità ai principi di progettazione appropriati per ottenere una protezione adeguata ed affidabile, inclusi un sistema «fail-safe», un sistema a ridondanza, la diversità e un sistema di autocontrollo, nessuna delle norme armonizzate di riferimento prevede un SIL minimo per i dispositivi di misurazione, controllo e regolazione per la sicurezza o SRMCR [9, 6].

Se consideriamo poi i RES riferiti ai materiali, secondo la Guideline PED G-17 [16] l'approccio che si può utilizzare per decidere se un tipo di acciaio selezionato per una parte pressurizzata richieda specifiche proprietà d'impatto, è basata sull'analisi dei rischi effettuata dal fabbricante e prevede essenzialmente la misura delle proprietà d'impatto, ma quest'ultima non è l'unica via. La misura può non essere richiesta nei casi in cui non vi siano dubbi circa il rispetto del RES relativo a una tenacità sufficiente per evitare la rottura fragile, come per la maggioranza degli acciai inox austenitici. Però la stessa Guideline specifica che la storia di uso sicuro da sola non può sostituire la necessità di specificare le proprietà di impatto, che infatti ritroviamo nelle specifiche norme armonizzate [2], come auspicabile considerando che questa nozione è indissolubilmente legata a un particolare codice, a un insieme di fattori di sicurezza e a una filosofia di sicurezza e non può quindi essere necessariamente trasferita a una diversa filosofia/concetto di sicurezza. di energia di impatto.

Per quanto riguarda le aperture di ispezione (RES 2.4) non risultano necessarie qualora siano rispettati i requisiti delle relative norme armonizzate di riferimento per l'esercizio, in quanto la combinazione di materiali e fluidi porta ad escludere la

corrosione interna ed inoltre, nel caso dei recipienti isolati sotto vuoto, la presenza dell'involucro esterno ad isolamento del recipiente interno fa escludere la corrosione esterna di quest'ultimo e l'assenza di aperture garantisce il mantenimento del vuoto nell'intercapedine [6, 7].

Con riferimento alle giunzioni permanenti (RES 3.1.2) e all'esame finale (3.2.1), il controllo del recipiente interno, salvo casi particolari, deve essere effettuato mediante esame radiografico, con estensione specifica [6].

Infine, come ultimo esempio delle peculiarità riscontrabili nelle norme di settore, in fabbricazione sono previste fasi di controllo supplementari [6].

Da ultimo si richiama l'attenzione al caso di attrezzature realizzate in epoca pre-PED e quindi non marcate CE (librettate ISPEL), che debbano subire modifiche o trasformazioni consistenti destinate a cambiarne le prestazioni, la finalità o il tipo originari dopo la messa in servizio, con un impatto significativo sulla conformità alla normativa di armonizzazione dell'Unione. Queste attrezzature in assenza di libretto matricolare non possono essere certificate a seguito della modifica [17]. Nel libretto però non sempre risulta chiaro se per l'involucro interno fosse riportata la pressione di progetto o la pressione operativa quando l'involucro interno contiene il criogenico liquido.

Comunque, al di là di tutta la specifica normativa tecnica e di legge che afferisce il mondo degli apparecchi criogenici fissi (e portatili), non si dovrà mai dimenticare l'applicazione del d.lgs. 81/08, con particolare riguardo agli artt. 70, 71 e 72, nonché la corretta redazione dei documenti di valutazione dei rischi, propri e di interferenza (DVR e DUVRI), aziendali sia nella contestualizzazione dei pericoli e rischi degli apparecchi criogenici in quanto apparecchi in pressione, sia in quanto contenitori di fluidi pericolosi [18]. Infatti, all'uso è sempre bene far riferimento alla classificazione ed etichettatura secondo il regolamento CLP (EC 1272/2008), adottato dalla ECHA (Agenzia Europea per le sostanze chimiche), obbligatoria dal 01/06/2015.

1.3 Esperienza operativa e conseguenze normative

Tra le circolari richiamate al paragrafo precedente, sicuramente quelle che spiccano per influenza sull'impiantistica e l'esercizio degli apparecchi criogenici sono state e sono le Circolari ISPEL n.53 del 23 dicembre 2003 e n.09 del 19 luglio 2004.

A seguito di un grave incidente verificatosi il 13 aprile 2003 a causa della rottura di un serbatoio in acciaio al carbonio infragilito da azoto a bassa temperatura, in uno stabilimento industriale a Caivano (NA), sono state emanate dall'ISPEL la circolare del 23 dicembre 2003, n. 53 "Adeguamento di impianti contenenti fluidi criogenici allo stato liquido da gasificare", e la circolare n. 3 del 9 marzo 2004, successivamente abrogate e sostituite dalla circolare ISPEL n. 9 del 19 luglio 2004 [19].

Il campo di applicazione di quest'ultima circolare è rivolto agli impianti che utilizzano gas ottenuti dalla gasificazione dei corrispondenti fluidi criogenici, costruiti ed

installati prima dell'entrata in vigore della PED, nonché quelli realizzati in loco mediante assemblaggio di attrezzature marcate CE costituenti una «installazione».

Le categorie di fluidi criogenici presi in esame dalla circolare sono:

- Fluidi criogenici la cui temperatura di ebollizione a pressione atmosferica è $\leq -90^{\circ}\text{C}$;
- Fluidi criogenici la cui temperatura di ebollizione a pressione atmosferica è $> -90^{\circ}\text{C}$.

I soggetti coinvolti sono:

- Proprietario o gestore dell'impianto;
- Utilizzatore;
- ISPESL / INAIL.

Per impianti in cui erano presenti recipienti in materiale non resiliente con volume $V > 25$ litri e/o tubazioni in materiale non resiliente con diametro nominale $\text{DN} > 100$ mm, la circolare al momento della sua emanazione prevedeva la presentazione all'Ispeel della seguente documentazione:

- Schema P&I dell'impianto;
- Relazione tecnica comprensiva di una analisi di rischio orientata al rischio per rottura fragile, con l'indicazione delle soluzioni individuate e relativa stima dei tempi per l'adeguamento alle disposizioni della circolare.

Per gli impianti con fluidi criogenici la cui temperatura di ebollizione a pressione atmosferica è superiore a -90°C era esclusa la presentazione della documentazione sopra elencata. Dovevano ad ogni modo essere effettuate e tenute a disposizione delle Autorità le analisi di rischio con le soluzioni adottate per il rischio dovuto a rottura fragile.

La circolare dà delle indicazioni sui contenuti dell'analisi dei rischi che in particolare deve tenere conto:

- Della tipologia dell'impianto;
- Dei rischi connessi con il non corretto funzionamento dei sistemi di riscaldamento del fluido criogenico;
- Dei rischi connessi con i sistemi di interruzione del fluido criogenico in caso di necessità e/o di emergenza;
- Delle grandezze critiche da controllare con particolare riferimento alle caratteristiche dei materiali impiegati;
- Del massimo prelievo del gas.

La valutazione dei rischi connessi alle apparecchiature finali di utilizzo (come ad esempio camere iperbariche, inertizzazioni, ecc.) è demandata al proprietario o gestore di queste.

I minimi criteri impiantistici previsti dalla circolare da adottare in funzione dell'analisi dei rischi sono:

1. Prevedere a valle del vaporizzatore due valvole automatiche (con funzione di sicurezza) che chiudano il passaggio del fluido criogenico qualora la temperatura sia inferiore a quella minima di progetto dei componenti cui il fluido è destinato (recipienti di accumulo gas, tubazioni, ecc.);
- Una valvola può anche essere del tipo modulante;

- È consentita l'installazione di una sola valvola automatica se a valle del vaporizzatore sono presenti recipienti $V \leq 25$ litri e/o tubazioni con $DN \leq 100$ mm.
- 2. Un unico sistema di sicurezza marcato CE (in IV Categoria PED) in sostituzione delle due valvole automatiche;
- 3. Tutti gli elementi costituenti l'impianto e posti a monte della prima valvola automatica devono essere in materiale resiliente;
- 4. Qualora l'utenza sia alimentata da più impianti in parallelo, ciascuno di essi deve essere separato dagli altri mediante l'installazione di due valvole di non ritorno in serie.

2. Caso studio - Installazione all'interno di serbatoio criogenico

I recipienti criogenici dove possibile dovrebbero essere installati all'aperto; nel caso studio in esame si è dovuto procedere all'installazione di un serbatoio di azoto, avente un volume di 6000 litri ed una pressione massima di esercizio di 37 bar.

2.1 Posizionamento del serbatoio

Esso è stato ricavato in un locale tecnico all'interno di un capannone industriale, nel quale solo un lato dell'area di pertinenza del serbatoio è aperto verso l'esterno come si evince dall'immagine sottostante (fig. 1).

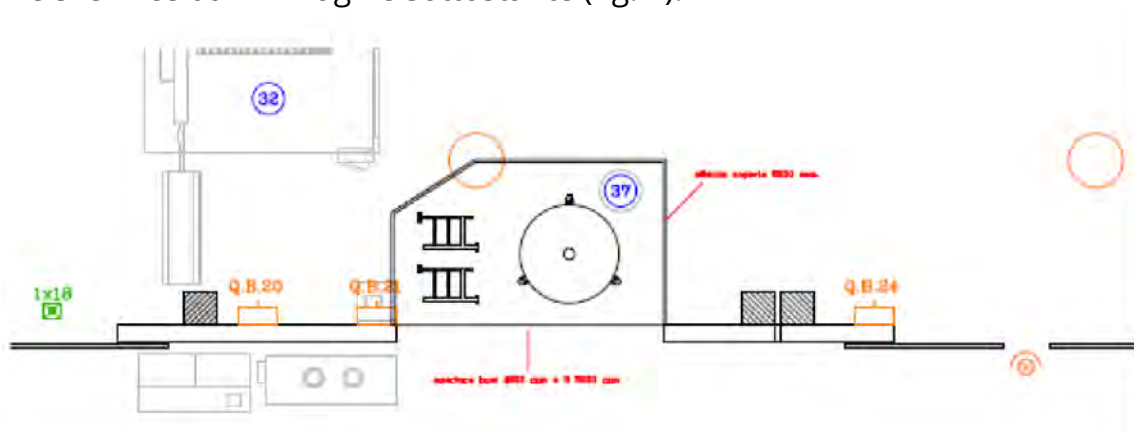


Figura 1. Locale tecnico centrale criogenica

La posizione del Serbatoio Criogenico all'interno dell'area si presenta con il quadro valvole posto con fronte al lato piazzale per consentire e facilitare le operazioni di carico da parte della cisterna.

Il quadro valvole è composto da:

- Circuito di riempimento;
- Circuito per il vuoto;
- Circuito di sicurezza;
- Circuito di misura;
- Circuito per il mantenimento della pressione interna.

2.2 Misure di sicurezza adottate

Per la realizzazione del locale tecnico sono state prese le seguenti precauzioni:

- Le pareti del locale sono state costruite in materiale ignifugo a tenuta di gas e senza alcuna apertura da locali normalmente occupati dal pubblico ed aventi una classe di resistenza al fuoco di trenta minuti;
- È stata garantita una ventilazione adeguata considerando la fuoriuscita di gas dalla valvola di troppo pieno;
- Sono stati apposti all'ingresso del locale cartelli riferiti alle proprietà pericolose del gas.

Per evitare che all'interno dell'area si possano formare zone con carenza di ossigeno, dovute alle normali operazioni di riempimento o da anomalie di funzionamento del serbatoio, si sono convogliati gli scarichi delle valvole di sicurezza, dei dischi di rottura e dello sfiato in una condotta che porta all'esterno dell'area ad una altezza di circa tre metri dal piano di calpestio e con lo scarico a forma di collo d'oca, rivolto verso l'alto.

La pressione di scarico dovuta alle eventualità sopra citate è sufficiente a garantire la rapida dispersione della nube dei vapori di azoto lontano dall'area.

In accordo a quanto esposto precedentemente, i condotti di troppo pieno sono stati ruotati e direzionati verso l'esterno.

Tramite l'utilizzo di un rilevatore portatile è stato possibile verificare che l'apertura di tali valvole (normale prassi in fase di riempimento del serbatoio) non alteri la concentrazione di O₂ all'interno del vano tecnico.

Le precauzioni sopra descritte hanno permesso di ritenere assai improbabile la possibilità di ridurre il tenore di O₂ al disotto dei limiti di respirabilità ad altezza uomo.

Nella tabella sottostante (tab. 2) si riportano le distanze minime di sicurezza richieste al variare del diametro dello sfiato.

Dimensioni sfiato (mm)	Separazione orizzontale richiesta (m)			Altezza verticale minima richiesta (m)		
	19,5% O ₂	18% O ₂	17% O ₂	19,5% O ₂	18% O ₂	17% O ₂
25	3	1	1	4	4	4
50	5	2	2	4	4	4
80	6	3	3	4	4	4
100	9	4	3	4	4	4
150	12	6	5	4	4	4
200	17	8	6	4	4	4
250	21	10	7	4	4	4
300	24	11	8	4	4	4
400	33	15	11	5	4	4

Tabella 2. Posizione sicura degli sfiati di gas inerte per la concentrazione di O₂ (%vol) nel caso di sfiato orizzontale di azoto (10°C) [20, 21]

Nell'immagine sottostante (fig. 2) si riporta l'elaborazione grafica semplificata della nube di azoto indicando le percentuali di ossigeno al variare delle distanze orizzontali e verticali dal punto di rilascio, considerando il caso studio in esame con un diametro della valvola di sfogo di 25 mm ed una velocità di sfogo di 10 m/s [20] (la versione aggiornata del documento da cui sono tratti i valori, li ha conservati specificando che sono riferiti a sfiati ad alta pressione in quanto il modello utilizzato per la dispersione, PHAST, ha mostrato di sovrastimare la quantità di aria trascinata per basse velocità di rilascio [21])

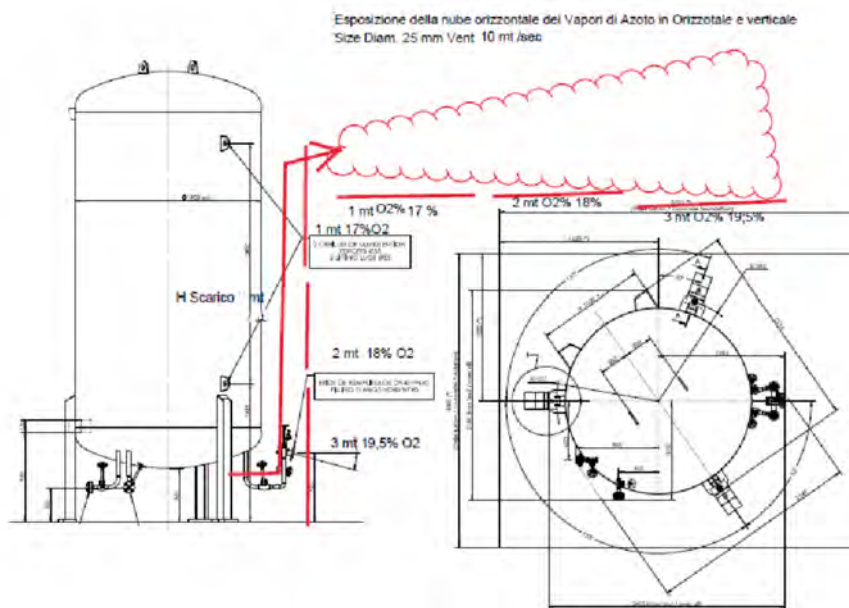


Figura 2. Elaborazione grafica della nube di azoto

In aggiunta alle accortezze atte a limitare il rischio di formazione di ambiente sotto ossigenato in prossimità del locale tecnico, sono stati posizionati, per ulteriore sicurezza, due sensori che monitorano in continuo la percentuale di O₂ dell'area. I sensori sono stati rispettivamente montati sia nella parte più interna del locale tecnico del recipiente criogenico sia dentro il capannone.

Qualora i pannelli che separano il vano locale tecnico dall'aria interna di lavoro dovessero perdere di tenuta, il sensore posto internamente è atto a rilevare una condizione di sotto ossigenazione.

Entrambi i sensori sono stati collegati a due segnalatori audio/visivi che avvisano gli utenti nel caso in cui vi sia in atto una condizione di preallarme (%O₂ in aria <18,5%).

3. Caso studio - Analisi di gestione di serbatoio di CO₂ liquida con temperatura di targa -40/+50 °C ai fini del non superamento dei limiti di temperatura fissati in costruzione

Durante la verifica di messa in servizio di un serbatoio costruito in accordo alla Direttiva 2014/68/UE con le seguenti caratteristiche: pressione di progetto 22 bar, temperatura di progetto -40/+50 °C, visti i dati rilevati sull'attrezzatura e considerato il comportamento dell'anidride carbonica si è dovuta adeguare la procedura per l'utilizzo dell'attrezzatura a pressione in sicurezza, al fine di evitare il superamento dei limiti di temperatura fissati dal costruttore. La procedura prende in esame vari casi: l'eccessivo prelievo; perdite da flange, tubazioni, valvole e dismissione del serbatoio con relativa diminuzione di pressione all'interno per lo svuotamento prima del trasporto.

Per utilizzare in sicurezza questi tipi di attrezzature a pressione si dovranno applicare sistemi tecnici quali: dispositivi di allarme di minima pressione correlati alla temperatura; valvole di blocco per un prelievo eccessivo per impedire che la pressione scenda al di sotto del valore limite di 9,8 bar e, di conseguenza, la temperatura scenda sotto - 40 °C.

Il sistema dovrà intervenire tempestivamente per interrompere il prelievo di anidride carbonica dal serbatoio, allertare un operatore che provveda alla regolazione dell'immissione e del prelievo di anidride carbonica.

3.1. Caratteristiche fisiche dell'anidride carbonica

L'anidride carbonica è un composto la cui formula molecolare è CO₂. La molecola di anidride non è infiammabile e dal punto di vista chimico è relativamente inerte.

Il peso specifico è pari a 1,5 volte quello dell'aria, quindi, tende a stratificare sul fondo degli ambienti chiusi e non ventilati.

L'anidride carbonica può essere liquefatta sottoponendola ad alte pressioni a temperatura inferiore ai 31 °C.

Temperatura	Pressione di vapore
21,1 °C	5,778 bar
0 °C	3,385 bar
-16,7 °C	2,082 bar
-28,9 °C	1,379 bar
-56,6 °C	4,16 bar
-78,5 °C	0 bar
Temperatura di sublimazione (1 bar)	-78,5°C
Temperatura critica	31,1 °C
Pressione critica	7,381 bar
Punto triplo	-46,6 °C a 5,18 bar

Tabella 3. Costanti fisiche dell'anidride carbonica

La CO₂ può esistere simultaneamente come liquido, solido e gas ad una

temperatura pari a $-56,6^{\circ}\text{C}$ e una pressione di 4,16 bar, a cui corrisponde il suo punto triplo.

A temperature e pressioni inferiori a quelle del punto triplo, la CO_2 può esistere sia allo stato solido che gassoso in funzione delle condizioni fisiche in cui si trova.

La CO_2 è solida alla temperatura di $-78,5^{\circ}\text{C}$, alla pressione atmosferica sublima senza passare per la fase liquida e allo stato solido è comunemente chiamata "ghiaccio secco". Per pressioni inferiori a quella atmosferica, si hanno temperature di sublimazione più basse.

In sintesi, il comportamento fisico della CO_2 segue il diagramma di stato, per cui:

- a condizioni atmosferiche (1 bar e 20°C) si presenta allo stato gassoso;
- tra $-56,6$ e $+31,1^{\circ}\text{C}$ e pressioni maggiori di 5,2 bar si presenta allo stato liquido;
- a temperature inferiori ai $-56,6^{\circ}\text{C}$ si presenta allo stato solido.

3.2 Procedura per un corretto utilizzo del serbatoio

Il serbatoio in esame, avente una temperatura di progetto pari a $-40/ +50^{\circ}\text{C}$, sarà dotato di varie procedure di sicurezza per una gestione entro limiti fissati dal costruttore.

- Si deve tener conto della possibilità di prelievo eccessivo, perdite di prodotto da flange, guarnizioni, tubazioni, valvole e dell'eventualità di spostamento/disattivazione dell'attrezzatura (in quest'ultimo caso occorre realizzare lo svuotamento in sicurezza della stessa). Le procedure devono contenere almeno i seguenti punti:
- analisi dei rischi;
- metodologia di verifica dell'incremento di fragilità con la diminuzione della temperatura,
- sistema di ripressurizzazione;
- sistemi tecnici volti ad evitare le problematiche sopra esposte;
- formazione rivolta al personale addetto.

L'analisi dei rischi dovrà essere effettuata da un tecnico abilitato tenendo conto della tipologia dell'impianto, dell'attività svolta dall'utilizzatore, dei rischi connessi con il funzionamento dei sistemi di riscaldamento del fluido criogenico, dell'eventuale sorveglianza dell'impianto, dei rischi connessi con i sistemi di interruzione del fluido criogenico in caso di necessità e/o emergenza, delle grandezze critiche da controllare con particolare riferimento alle caratteristiche dei materiali impiegati e ai parametri di costruzione delle attrezzature, in coerenza alle circolari IspeSI e al D.L.gs. 81/08.

La metodologia di verifica dell'incremento di fragilità con la diminuzione delle temperature. deve identificare le operazioni per garantire i limiti di utilizzo, la verifica di resistenza all'infragilimento dell'attrezzatura a pressione secondo quanto previsto dalla norma UNI EN 1252-2 o utilizzando un metodo di calcolo equivalente. Per il sistema di ripressurizzazione occorre individuare il susseguirsi di operazioni da eseguirsi al fine di garantire la sicurezza del serbatoio affinché non avvenga il

fenomeno dell'infragilimento del materiale dovuto alle basse temperature raggiunte dalla CO₂.

Il serbatoio dovrà inoltre essere dotato di tutti gli accorgimenti tecnici volti ad evitare il verificarsi delle problematiche sopra esposte; detti accorgimenti potranno essere costituiti da un pressostato che blocchi il prelievo di anidride carbonica al di sotto dei 9,8 bar, corrispondenti ai -40 °C e di un sistema di allarme che avverta tempestivamente il personale formato, per il tempestivo intervento.

La formazione che è obbligatoria deve essere estesa a tutto il personale: da quello che utilizza l'attrezzatura, a quello che si occupa del rifornimento, la manutenzione e al personale che effettua la dismissione del serbatoio.

Per la verifica di messa in servizio del serbatoio criogenico è stato chiesto di inserire un blocco automatico che interrompa il prelievo alla pressione di 10 bar, e tutte le procedure per il riempimento e lo svuotamento del serbatoio.

4. Caso studio - Esame documentale di una dichiarazione di messa in servizio di un insieme criogenico non dotato di sonda LTP per il rischio di infragilimento a valle del vaporizzatore

Durante un esame documentale di un serbatoio criogenico di O₂ liquido ai fini della dichiarazione di messa in servizio da parte di INAIL di un insieme costruito secondo la PED con Modulo H1 in IV categoria; malgrado

- la completezza formale della dichiarazione di messa in servizio al d.m. 329/04 di tutta la documentazione prevista dall'art.6:
 - lettera a) elenco delle singole attrezzature, con i rispettivi valori di pressione, temperatura, capacità e fluido di esercizio;
 - lettera b) una relazione tecnica, con lo schema dell'impianto, recante le condizioni d'installazione e di esercizio, le misure di sicurezza, protezione e controllo adottate;
 - lettera c), una espressa dichiarazione da parte dell'utilizzatore e della fornitrice del fluido criogenico, redatta ai sensi dell'art. 2 del d.p.r.403/98 attestante che l'installazione era stata eseguita in conformità a quanto indicato nel manuale uso e manutenzione rilasciato dal fabbricante;
 - comma 4) una espressa dichiarazione da parte dell'utilizzatore e della fornitrice del fluido criogenico, redatta ai sensi dell'art. 2 del d.p.r.403/98 attestante che l'insieme era stato debitamente installato, mantenuto in efficienza ed utilizzato conformemente alla loro destinazione, non pregiudicando la salute, la sicurezza delle persone o degli animali domestici o la sicurezza dei beni;
- la rispondenza all'art. 5 lettera d) gli insiemi per i quali da parte del competente organismo notificato o di un ispettorato degli utilizzatori risultano effettuate per quanto di propria competenza le verifiche di accessori di sicurezza o dei dispositivi di controllo;

la dichiarazione di messa in servizio non poteva essere accettata perché, nella dichiarazione di conformità rilasciata dal fabbricante, nel certificato di conformità e di conseguenza nel verbale di accertamento degli accessori di sicurezza rilasciato dal competente organismo notificato, non era presente (seppur esistente nel P&I e indicato nella relazione tecnica) la sonda LPT (dispositivo di blocco del fluido per bassa temperatura).

In mancanza della verifica dell'efficienza della sonda LPT da parte del competente organismo notificato ed appurato che, dalla documentazione prodotta non risultava che a valle del vaporizzatore ad aria utilizzato per la vaporizzazione della fase liquida, fossero utilizzati materiali resilienti, la dichiarazione di messa in servizio è stata trattata come una dichiarazione di messa in servizio con l'effettuazione della verifica di messa in servizio ai sensi dell'art. 4 e 6 del d.m. 329/04, da parte della unità operativa territoriale INAIL competente per territorio. La verifica di messa in servizio è stata svolta presso la ditta utente dove il serbatoio criogenico era installato, durante la quale sono state svolte le operazioni di riconoscimento dell'insieme dai dati di targa e dalle punzonature di collaudo, effettuando successivamente tutte le verifiche di corretta installazione e di efficienza di tutti i dispositivi di sicurezza e controllo con esito positivo. Al termine della verifica è stato emesso verbale di verifica di primo impianto ai sensi dell'art. 1 comma 2 lettera a) del d.m. 329/04.

5. Considerazioni conclusive

In definitiva i casi studio esaminati confermano come l'esperienza operativa, purtroppo a volte con conseguenze gravi, abbia contribuito al miglioramento dei livelli di sicurezza e abbia costituito uno stimolo importante per l'evoluzione tecnica di questo tipo di serbatoi, sia ai fini della fabbricazione, sia per l'esercizio degli stessi, senza dimenticare il ruolo che in tale miglioramento ha svolto e tuttora svolge il presidio della messa in servizio di tali serbatoi nell'ambito del d.m. 329/04 e non solo.

Bibliografia

- [1] UNI EN 13458-1: 2003 Recipienti criogenici - Recipienti fissi isolati sottovuoto - Requisiti fondamentali
- [2] UNI EN ISO 21028-1:2016 Recipienti criogenici - Requisiti di tenacità per i materiali a temperatura criogenica - Parte 1: Temperature minori di -80 °C
- [3] UNI EN ISO 21028-2: 2018 Recipienti criogenici - Requisiti di tenacità per materiali a temperatura criogenica - Parte 2: Temperature comprese tra -80 °C e -20 °C
- [4] UNI EN 1629: 2009 Recipienti criogenici - Valvole per il servizio criogenico
- [5] UNI EN 1797: 2013 Recipienti criogenici - Compatibilità tra gas e materiali

- [6] UNI EN 13458-2: 2004 Recipienti criogenici - Recipienti fissi isolati sottovuoto - Parte 2: Progettazione, fabbricazione, controlli e prove
- [7] UNI EN 21009-2:2016 "Recipienti criogenici - Recipienti fissi isolati sottovuoto - Parte 2: Requisiti di funzionamento"
- [8] UNI EN 13371:2003 Recipienti criogenici - Accoppiamenti per il servizio criogenico
- [9] UNI EN 13648-1:2009 Recipienti criogenici - Dispositivi di sicurezza per la protezione contro la sovrappressione - Parte 1: Valvole di sicurezza per il servizio criogenico
- [10] UNI EN 13648-2:2004 Recipienti criogenici - Dispositivi di sicurezza per la protezione contro la sovrappressione - Dischi di rottura per il servizio criogenico
- [11] UNI EN ISO 21013-3:2016 Recipienti criogenici - Componenti per il rilascio della pressione per servizio criogenico - Parte 3: Dimensionamento e determinazione della portata
- [12] UNI/TS 11325-6:2014 Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Parte 6: Messa in servizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione
- [13] UNI 11325-12:2018 Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Parte 12: Verifiche periodiche delle attrezzature e degli insiemi a pressione
- [14] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 29.6.2022. Comunicazione della Commissione. La guida blu all'attuazione della normativa UE sui prodotti 2022 (2022/C 247/01)
- [15] Mazzocchi V., La sicurezza negli impianti criogenici. Tecnica e normativa. Atti del Convegno Nuove rotte per la sicurezza, la scienza e la tecnica rendono sicuro il lavoro, Genova, 29 ottobre 2009
- [16] European Commission's Working Group "Pressure" (WGP). Guidelines related to the Pressure Equipment Directive 2014/68/EU (PED) v. 6.0 (Document date: 06/01/2019 - Created by GROW.DDG1.C.4 - Publication date: n/a - Last update: 11/06/2020)
- [17] Forum italiano degli organismi notificati FION PED/SPV Parere condiviso n. 327 approvato il 2 aprile 2020
- [18] Cassazione Penale, Sez. 4, 30 agosto 2018, n. 39283 - Scoppio nella fabbrica di vernici e morte di quattro operai. Valutazione dei rischi e obbligo di periodico aggiornamento del DVR
- [19] Circolare ISPESL n.9 del 19 luglio 2004 "Impianti che utilizzano gas ottenuti dalla gasificazione dei corrispondenti fluidi criogenici"
- [20] EIGA European Industrial Gas Association Document 154/09 "Safe location of oxygen and inert gas vents", 2009

[21] ELGA European Industrial Gas Association Document 154/16 "Safe location of oxygen and inert gas vents", 2016

[22] DM 329/04 del 01.12.2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio d'utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi a pressione di cui all'art.19 del d.lgs. 25.02.2000 n. 93.

Nuovo approccio all'operatività degli organismi di valutazione della conformità alla PED alla luce dell'evoluzione delle modalità di accreditamento per scopi di notifica

F. Giacobbe¹, E. Bemporad²

¹Inail Uot di Messina

²Inail Dit, Organismo Notificato per le direttive di prodotto, Roma

Abstract

La valutazione della conformità è l'attività svolta per dimostrare che un prodotto/processo/servizio o una persona o un sistema è conforme o soddisfa i requisiti specificati. I metodi per dimostrare la conformità includono certificazioni, prove e ispezioni. Gli organismi che svolgono attività di certificazione e/o ispezione sono indicati come Organismi di Valutazione della Conformità.

Un Organismo di Certificazione e/o Ispezione deve definire, documentare, attuare e mantenere attivo un sistema di gestione capace di supportare e dimostrare il costante rispetto dei requisiti previsti dalla normativa di riferimento. Ai sensi del recente documento internazionale EA 2-17:2020 e delle relative circolari, informative e tecniche, dell'organismo nazionale di accreditamento, Accredia, per poter operare quale Organismo Notificato (ON) per la direttiva 2014/68/UE o PED è necessario implementare, diversamente da quanto previsto precedentemente, non solo i requisiti definiti nella norma EN 17065, ma, in riferimento ad alcuni moduli e alle giunzioni permanenti anche i requisiti di cui alle norme EN 17020, EN 17021-1 e EN 17024.

La presente memoria, dopo una sintetica analisi degli scostamenti tra lo scopo di accreditamento nuovo e quello precedente, si propone di fornire un utile riferimento operativo per implementare in forma integrata i requisiti previsti dalle norme della serie EN 17000, attraverso un approccio sinergico che integra, ottimizzandoli, tutti i fattori comuni.

Saranno forniti esempi di integrazione in riferimento all'imparzialità, alla riservatezza, alla gestione dei reclami e ricorsi, alla competenza e formazione del personale, nonché sugli elementi tipici gestionali del sistema qualità, dimostrando come la strategia proposta rafforzi l'efficienza e l'autorevolezza dell'operato degli Organismi.

Keywords: valutazione della conformità, sistema di gestione, norme serie EN 17000, direttiva PED, Sistema Qualità.

1. Introduzione

Un Organismo di Valutazione della Conformità (OdV) è definito sia dal regolamento (CE) n.765/2008 sulla commercializzazione dei prodotti che dalla direttiva PED come un organismo che svolge attività di valutazione della conformità cioè, nel caso della PED, il processo atto a dimostrare il rispetto dei requisiti essenziali di sicurezza della direttiva relativi alle attrezzature a pressione o agli insiemi, e quale esempio di tale attività entrambe le fonti normative citano tarature, prove, certificazioni e ispezioni. I livelli degli obiettivi di tutela del pubblico, le caratteristiche fondamentali di sicurezza, gli obblighi e i requisiti degli operatori economici ed il livello di competenza degli organismi terzi di valutazione della conformità che valutano i prodotti o i sistemi di gestione della qualità, nonché i meccanismi di controllo di tali organismi (notifica e accreditamento), le procedure di valutazione della conformità più adeguate da applicare (moduli che comprendono anche la dichiarazione di conformità del fabbricante) e gli opportuni meccanismi di vigilanza del mercato (interni ed esterni) per garantire che lo strumento legislativo nel suo insieme operi in maniera efficace e fluida, costituiscono elementi interconnessi, funzionanti insieme e complementari, formando una catena della qualità dell'UE. In questo caso il termine «qualità» è utilizzato per designare il livello di sicurezza e altri obiettivi di politica pubblica perseguiti dalla normativa di armonizzazione dell'UE e non va confuso con il significato del termine «qualità» in ambito commerciale, che consente di differenziare tra diversi livelli di qualità del prodotto [1].

Per fare in modo che tutti gli organismi di valutazione della conformità svolgano le proprie funzioni allo stesso livello e nelle stesse condizioni di concorrenza leale l'UE ha ritenuto che l'accreditamento trasparente, quale previsto dal sopracitato regolamento (CE) n. 765/2008, garantendo il necessario livello di fiducia nei certificati di conformità, costituisca lo strumento preferito per dimostrare la competenza tecnica degli OdV.

La politica per l'accreditamento degli OdV (anche indicati come CAB) da parte degli Organismi Nazionali di Accredimento (NAB) è definita in modo condiviso dall'European co-operation for Accreditation (EA), l'associazione dei NAB, all'interno del documento EA 2/17 [2] che rappresenta la base per la notifica da parte delle Autorità di notifica per diventare Organismi Notificati e per operare nell'ambito della legislazione della UE sull'armonizzazione e altra normativa correlata. Il documento identifica i requisiti che devono essere adottati dagli Organismi Nazionali di Accredimento durante la valutazione e l'accreditamento dei CAB che richiedono la notifica, divenendo così Organismi Notificati sul sistema informativo europeo NANDO (New Approach Notified and Designated Organisations), è un "Documento procedurale per i Membri" a carattere obbligatorio e deve essere applicato da parte di tutti gli Organismi Nazionali di Accredimento che valutano e accreditano i CAB ai fini della notifica, salvo nei casi in cui l'Autorità di notifica e/o regolamentare - a propria discrezione - ha ufficialmente stabilito e pubblicato diversi requisiti.

La versione del documento EA 2/17 aggiornata nel 2020 [2] con un miglioramento del cosiddetto "standard preferito o approccio 1+" introdotto già con la versione 2016 dello stesso documento, è entrata pienamente in vigore il 17 aprile 2023, dopo un periodo di transizione durato tre anni.

2. Nuovo approccio alla valutazione della conformità nell'ambito delle attrezzature a pressione

Il suddetto approccio dello standard preferito si riferisce alle norme della serie EN ISO/IEC 17000, armonizzate ai regolamenti (CE) n. 765/2008, alla decisione n. 768/2008/CE (commercializzazione dei prodotti) e al regolamento (CE) n.1221/2009 (sistema comunitario di ecogestione o EMAS). Alla stessa serie appartiene la norma che definisce i requisiti dei NAB che accreditano i CAB, la EN ISO/IEC 17011 (versione attuale 2017, recepita dall'UNI nel 2018). I contenuti e lo stato di aggiornamento delle norme in particolare indicate nel documento EA 2/17 [2] con l'indicazione dello schema di cui costituiscono il riferimento, sono schematizzati in tabella 1.

Schema accredit.	Norma	Titolo	Versione in vigore
ISP	17020	Valutazione della Conformità - Requisiti per il funzionamento di organismi che eseguono vari tipi di ispezione	2012
MS	17021-1	Valutazione della Conformità - Requisiti per organismi che forniscono audit e certificazione di sistemi di gestione	2015
PRS	17024	Valutazione della Conformità - Requisiti generali per gli organismi che eseguono la certificazione di persone	2012
L	17025	Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e taratura	2017 (EN), 2018 (UNI)
PRD	17065	Valutazione della Conformità - Requisiti per organismi che certificano prodotti, processi e servizi	2012

Tabella 1. Norme della serie EN ISO/IEC 17000 di riferimento per accreditamento/notifica

Tale serie di norme fornisce un quadro omogeneo di requisiti generali, strutturali, per le risorse, di processo e di sistema.

Per un ON operativo in ambito Regolamentato per le attrezzature a pressione fisse (direttiva PED) e trasportabili (direttiva 2010/35/UE o TPED), prima del 17 aprile 2023, era sufficiente essere accreditato rispettivamente per lo schema PRD (PED) e

per lo schema ISP (TPED) mentre le altre norme della serie EN ISO/IEC 17000 citate in tabella 1, erano prese a riferimento per aspetti specifici.

L'analisi degli scostamenti fra lo scopo di Accredитamento in essere allora e quanto previsto dal documento EA 2/17 M:2020 ha evidenziato che, per essere operativi sull'intero spettro delle attività possibili su entrambe le direttive, per l'ambito T-PED non vi sono variazioni, in quanto è sufficiente l'accreditamento secondo lo schema ISP, mentre per l'ambito PED, dal 17 aprile 2023, per alcuni moduli e procedure la norma preferita è divenuta vincolante, secondo quanto schematizzato in tabella 2.

Procedura di valutazione della conformità/Modulo PED		Norma preferita	Schema obbligatorio
A2	Controllo interno della produzione unito a controlli ufficiali delle attrezzature a pressione effettuati a intervalli casuali	EN/ISO/IEC 17020	ISP
B	Esame di tipo UE (tipo di produzione e tipo di progetto)	EN/ISO/IEC 17065	PRD
C2	Conformità al tipo UE basata sul controllo interno della produzione unita a prove delle attrezzature a pressione sotto controllo ufficiale ad intervalli casuali		
D	Conformità al tipo UE basata sulla garanzia della qualità del processo di produzione		
D1	Garanzia della qualità del processo di produzione		
E	Conformità al tipo UE basata sulla garanzia della qualità delle attrezzature a pressione		
E1	Garanzia della qualità dell'ispezione e della prova delle attrezzature a pressione finite		
F	Conformità al tipo UE basata sulla verifica delle attrezzature a pressione		
G	Conformità basata sulla verifica dell'unità		
H	Conformità basata sulla garanzia totale della qualità	EN/ISO/IEC 17021-1	MS
H1	Conformità basata sulla garanzia totale della qualità con controllo della progettazione	EN/ISO/IEC 17065	PRD
All. I PED, punto 3.1.2	Approvazione del personale che esegue giunzioni permanenti	EN/ISO/IEC 17024	PRS
	Approvazione delle procedure di giunzione permanente	EN/ISO/IEC 17020	ISP

Tabella 2. Norma preferita / schema di accreditation in funzione del modulo PED

Se ne conclude che per la PED occorrono praticamente quasi tutti gli schemi previsti per l'accreditamento a scopo di notifica. Il riferimento allo standard EN ISO/IEC

17025, è richiesto esplicitamente in aggiunta, ove siano necessarie prove, totalmente per i moduli A2 e C2 e parzialmente (specifici requisiti) per i moduli B, F e G. Tale riferimento, come in precedenza, può essere indiretto, ossia è possibile soddisfarlo assistendo a prove presso laboratori accreditati e tarando direttamente o richiedendo che la strumentazione utilizzata sia tarata presso laboratori accreditati (LAT) o con riferibilità LAT.

Al fine di ottenere l'accreditamento sui quattro schemi previsti, è ovviamente necessario che il proprio Sistema Qualità (SQ), sia pienamente adeguato alle prescrizioni delle corrispondenti norme della serie EN ISO/IEC 17000.

3. Sistema Qualità di un organismo attualmente notificato per le attrezzature a pressione

3.1. Generalità sul sistema

Tutte le norme in tabella 1 prevedono l'obbligo per l'organismo di definire, documentare, attuare e mantenere attivo un sistema di gestione capace di supportare e dimostrare il costante rispetto dei requisiti previsti dalla norma stessa (serie EN ISO/IEC 17000). In generale sono previste due opzioni con cui l'organismo può ottemperare a tale obbligo:

- A. Sistema generico i cui elementi minimi sono definiti dalla serie EN ISO/IEC 17000;
- B. Sistema conforme ai requisiti della ISO 9001, anche se non certificato secondo quest'ultima, con evidenza della capacità dell'organismo di supportare e dimostrare il soddisfacimento coerente dei requisiti della serie EN ISO/IEC 17000;

I requisiti di sistema definiti dalle norme in tabella 1 sono abbastanza omogenei, ma non perfettamente sovrapponibili, come del resto è comprensibile, considerando le specificità di ciascuno schema pur se con riferimento a principi comuni. Gli elementi di sistema richiesti o meno dalle norme in tabella 1, quindi con particolare riferimento all'opzione A, e ad eccezione della EN ISO/IEC 17025 per cui non è obbligatorio essere accreditati, sono schematizzati, a fini di confronto, in tabella 3 in cui si evidenziano eventuali aspetti specifici di una norma rispetto alle altre.

Elemento del sistema	Punto della EN ISO/IEC della serie 17000			
	17020:2012	17021-1:2015	17024:2012	17065:2012
Documentazione generale	8.2	10.2.2 (rimando ai requisiti della norma)	10.2.2 (rimando ai requisiti della norma)	8.2
Tenuta sotto controllo dei documenti	8.3	10.2.3	10.2.3	8.3
Tenuta sotto controllo delle registrazioni	8.4	10.2.4	10.2.4	8.4

Riesame di direzione	8.5 (non prevede in input reclami e ricorsi*)	10.2.5 (prevede in input lo stato delle azioni per trattare i rischi)	10.2.5	8.5
Audit interni	8.6 (richiede garanzia che i risultati degli audit siano documentati)	10.2.6	10.2.6	8.6
Azioni correttive	8.7	10.2.7	10.2.7	10.2.7
Azioni preventive	8.8		10.2.8	8.8
Reclami e ricorsi	*7.5, 7.6			

Tabella 3. Elementi di sistema richiesti dalle norme di accreditamento a confronto con evidenziazione delle specificità

3.2. Implementazione del sistema ai fini dell'adeguamento

Partendo da un sistema di gestione già conforme alle EN ISO/IEC 17065 e 17020, il pieno adeguamento alle norme EN ISO/IEC 17021-1 e 17024 richiede una revisione rispetto alle diverse specificazioni previste dal documento EA 2/17 M:2020 in relazione ad alcune procedure di valutazione della conformità (moduli) con riferimento alle EN ISO/IEC 17020 e 17065. Inoltre, sono richieste azioni quali:

- Implementazione del Manuale Qualità
- Implementazione del Regolamento di certificazione/Regolamento Giunzioni Permanenti
- Aggiornamento delle procedure di certificazione e di qualifica di procedimenti e personale per le giunzioni permanenti.

Lo sforzo maggiore è rappresentato dalla necessità di integrare i requisiti previsti dalle quattro norme di riferimento con gli schemi di accreditamento oggi necessari. Come già evidenziato per gli elementi del sistema in tabella 3, anche gli altri requisiti generali, strutturali, per le risorse e di processo, sono abbastanza omogenei, ma non completamente sovrapponibili e dunque è necessario che siano trattati in forma integrata.

Di tale integrazione darà conto il documento principale del sistema, ovvero il Manuale Qualità.

3.3. Integrazione dei requisiti delle norme di accreditamento nel sistema

Come accennato nel paragrafo precedente, è necessario che i requisiti generali, strutturali, per le risorse di processo e di sistema del CAB siano integrati. Il modo migliore per realizzare tale integrazione è operare un confronto che evidenzi le peculiarità di ciascuna norma, in modo da strutturare il sistema in coerenza con tutti i requisiti da soddisfare, in primis quelli comuni, tenendo conto delle specificità

e poi quelli previsti anche da una sola delle norme in funzione dell'aspetto/finalità per cui questa si applica, attribuendo ad ogni requisito il giusto peso.

Il risultato di questo lavoro è sintetizzato, con riferimento ai macro-requisiti, in tabella 4.

La possibilità di integrare elementi delle procedure di valutazione della conformità dei prodotti in un sistema di gestione integrato, anche in settori dove tale valutazione non sia ancora mandatoria, è indicata come il valore aggiunto attuale e futuro per le imprese e tutta una serie di parti interessate [3]. Inoltre, si propone l'integrazione efficiente degli standard con lo scopo di migliorare il sistema di gestione e sorveglianza del mercato cinese [4], prendendo a riferimento il modello UE di normativa di prodotto, inclusa la valutazione della conformità e l'attuazione della sorveglianza e della gestione del mercato nell'intero processo.

4. Esempi di integrazione dei requisiti di sistema

Il processo di integrazione comporta una modifica nelle modalità di organizzazione e operatività dell'ON e, conseguentemente un miglioramento delle prassi certificative in riferimento ad imparzialità, riservatezza, gestione dei reclami e ricorsi, competenza e formazione del personale, nonché sugli elementi tipici gestionali del sistema qualità.

4.1. Imparzialità

Le attività di certificazione e ispezione devono essere eseguite con imparzialità. L'ON deve essere responsabile per garantire l'imparzialità delle proprie attività e non deve permettere che pressioni di tipo commerciale, finanziario o di altro genere compromettano l'imparzialità. Deve inoltre identificare e valutare con continuità i rischi per la propria imparzialità. Questo processo deve comprendere quei rischi che derivano dalle sue attività, dalle sue relazioni o dalle relazioni del suo personale. Se viene identificato un rischio per l'imparzialità, l'ON deve dimostrare di essere in grado di eliminare o minimizzare tale rischio. L'alta direzione dell'Organismo di Ispezione deve impegnarsi riguardo all'imparzialità.

4.2. Riservatezza

L'ON deve essere responsabile della gestione di tutte le informazioni ottenute o prodotte durante l'esecuzione delle attività di certificazione e ispezione. Deve inoltre indicare al cliente, in anticipo, le informazioni che intende rendere di dominio pubblico. Pertanto, in linea di principio le informazioni, acquisite tramite le documentazioni e/o le attività in sito, sono considerate informazioni proprietarie del Cliente e devono essere gestite come riservate ad eccezione di quelle che il cliente, per propria volontà, rende disponibili al pubblico.

4.3. Gestione dei reclami e dei ricorsi

I Clienti hanno la possibilità di fare reclamo in merito alle attività correlate all'operato di certificazione / ispezione erogato dall' ON. La presentazione dei reclami e dei ricorsi, il loro esame e le relative decisioni non devono dar luogo a qualsiasi azione di natura discriminatoria nei confronti di chi li ha presentati.

requisiti	Punto della EN ISO/IEC della serie 17000	17020 2012	17021- 1 2015	17024 2012	17065 2012
Generali	Aspetti legali e contrattuali	In requisiti strutturali* 5.1	4.1	4.1	4.1
	Responsabilità per la decisione relativa alla certificazione		In requisiti strutturali* 5.1.3	4.2	In requisiti di processo** 7.6
	Gestione dell'imparzialità ed indipendenza	nell'ambito dei principi 4.1	5.2	4.3	4.2
	Responsabilità ed aspetti economico finanziari	nell'ambito dei requisiti strutturali* 5.1.4	5.3	4.4	4.3
	Condizioni non discriminatorie	Solo in riferimento a reclami e ricorsi***			4.4
	Riservatezza	4.2	4.6	In documentazione e registrazione 7.3	4.5

Strutturali	Requisiti amministrativi	*5.1			
	Organizzazione e direzione	5.2	6.1	5.1	5.1
	Controllo operativo		6.2		
	Meccanismo di salvaguardia dell'imparzialità				5.2
	Struttura dell'organismo di certificazione per la formazione- addestramento			5.2	

Risorse	(Competenza del/Requisiti generali per il) Personale (dell'organismo)	6.1	7.1	6.1	6.1
	Personale coinvolto nelle attività di certificazione/ Risorse per la valutazione		7.2	6.2	6.2

	Impiego di singoli auditor ed esperti tecnici esterni		7.3		
	Registrazioni del personale		7.4		
	Subappalto/Affidamento all'esterno	6.3	7.5	6.3	
	Dispositivi ed apparecchiature/Altre risorse	6.2		6.4	

di processo	Generalità				7.1
	Attività di pre-certificazione		9.1		
	Domanda (di certificazione)/ richiesta		9.1.1	9.1	7.2
	Riesame della domanda		9.1.2		7.3
	Pianificazione degli audit		9.2		
	Metodi e procedure di ispezione	7.1			
	Trattamento degli elementi da sottoporre ad ispezione e dei campioni	7.2			
	Certificazione iniziale		9.3		
	Conduzione degli audit		9.4		
	Valutazione			9.2	7.4
	Riesame/esame			9.3	7.5
	Decisione relativa alla certificazione		9.5	9.4	**7.6
	Registrazione delle ispezioni	7.3			
	Rapporti e certificati di ispezione	7.4			
	Documentazione di certificazione				7.7
	Elenco dei prodotti certificati				7.8
	Mantenimento/rinnovo della certificazione		9.6 (rinnovo 9.6.3)	9.6 (solo rinnovo)	
	Sorveglianza				7.9
	Modifiche che influenzano la certificazione				7.10
	Rescissione, riduzione, sospensione o revoca della certificazione			9.5	7.11
	Registrazione				7.12
	Utilizzo di certificati, loghi e marchi			9.7	
	Reclami	7.5***	4.7, 9.7***	9.8***	7.13
Ricorsi	9.8***				
Processi dei reclami e dei ricorsi	7.6				
Registrazioni relative ai clienti		9.9			

Tabella 4. Requisiti richiesti dalle norme di accreditamento a confronto, con evidenziazione delle specificità

4.4. Competenza e formazione del personale

In generale, i processi della valutazione della conformità richiedono per il personale coinvolto specifiche e puntuali competenze in merito:

- alla corretta determinazione delle caratteristiche prestazionali e dimensionali d'interesse e dei relativi valori (es. limiti, tolleranze, condizioni, ecc);
- alla conoscenza dei requisiti previsti dalle norme tecniche applicabili;

- ai criteri per la selezione dei metodi specifici più adatti per condurre le attività (es. metodi di prova specifici, piani di campionamento, procedure di audit, ecc.);
- alla valutazione dei risultati e all'espressione del giudizio di accettabilità/non accettabilità.

4.5. Altri elementi del sistema

Oltre ad ampliare i riferimenti normativi e regolamentari della documentazione di sistema citata al paragrafo 3.2, è necessario che siano previste alcune disposizioni e/o modifiche specifiche, per i moduli A2 e H, che impattano sull'operatività dell'ON. Ad esempio, per i moduli A2 vari organismi hanno posto vincoli di durata/obblighi di rinnovo periodico nel caso di prodotti in serie, vincoli non più coerenti con la nuova connotazione del certificato come rapporto di ispezione.

Per i moduli H è necessario prevedere verifiche con o senza breve preavviso per indagare su reclami, oltre che in risposta a modifiche o come azione conseguente nei confronti di clienti cui è stata sospesa la certificazione. Inoltre, diviene strettamente cogente il vincolo di non superare i dodici mesi come frequenza delle verifiche di sorveglianza successive alla prima.

Per quanto riguarda invece le giunzioni permanenti ed in particolare la certificazione del personale, occorre prevedere che la domanda possa essere presentata dal candidato direttamente e non solo per il tramite del fabbricante suo datore di lavoro ed è comunque necessario che sia il candidato stesso a sottoscrivere singolarmente il regolamento. Diventano inoltre imprescindibili le dichiarazioni in forma tracciabile dei tecnici esaminatori dell'ON di non essere stati coinvolti in attività di formazione dei candidati o eventuali altre situazioni di potenziale conflitto di interesse, inoltre il candidato dovrà trasmettere la propria dichiarazione di assenza di conflitto d'interesse nei confronti del tecnico esaminatore. L'organizzazione cui appartiene il candidato è tenuta a garantire, oltre alla sicurezza dei tecnici esaminatori, idonee condizioni ambientali (es. illuminazione sufficiente, aereazione adeguata, assenza di pioggia e flussi di aria convogliata, ecc), ai fini della corretta esecuzione del procedimento di saldatura dei provini.

5. Conclusioni

L'entrata in vigore del documento EA 2/17 [2] ha significativamente modificato il quadro di riferimento dell'accreditamento a fini di notifica per l'ambito della direttiva PED. In particolare, mentre prima per un ON era sufficiente la titolarità di un unico schema di accreditamento, quello di prodotto, attualmente, per poter operare sull'intero spettro delle attività possibili, ne occorrono altri tre, relativamente ad ispezione, sistema di gestione e personale.

Poiché gli schemi di accreditamento previsti sono tutti basati sugli standard della serie normativa EN ISO/IEC 17000 in questa memoria si è proposto un riferimento operativo per implementare in forma integrata i requisiti delle quattro norme della

serie, 17020, 17021-1, 17024 e 17065, ovvero un approccio sinergico che integra, ottimizzandoli, tutti i fattori comuni.

L'integrazione è stata strutturata in due fasi. La prima ha previsto un confronto analitico dei requisiti generali, strutturali, per le risorse, di processo e di sistema previsti dalle quattro norme. La seconda ha riguardato la comparazione dei requisiti comuni (quali ad esempio: imparzialità, riservatezza, gestione dei reclami e ricorsi, competenza e formazione del personale, ecc), evidenziando le eventuali peculiarità previste dalle singole norme.

Il lavoro svolto ha dimostrato come la strategia di adottare un sistema integrato rafforzi l'efficienza e l'autorevolezza dell'operato degli ON.

6. Bibliografia

[1] Commissione Europea. Comunicazione della Commissione. La guida blu all'attuazione della normativa UE sui prodotti 2022 (2022/C 247/01) Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 29.6.2022.

[2] EA European Accreditation, Document on Accreditation for Notification Purposes, EA 2/17 M:2020, 17th April 2020_rev04 (approvato il 14/04/2020)

[3] Mjakuskina S. and Lapina I. Product Conformity Assessment within the Integrated Management System: Manufacturing Compliance and Customer Safety, Proceedings of The 22nd World Multi-Conference on Systemics, Cybernetics and Informatics (WMSCI 2018), 19-24

[4] Che D., Niu N., Theories and Practices in Market Surveillance and Management: An Analysis of the Implementation Tools and Paths of EU Legislation for Goods Based on the New Legislative Framework, ACM International Conference Proceeding Series, July 2022 (12th International Conference on Information Communication and Management, ICICM 2022), 84 – 8813

[5] Predrag P., Dejana P., Implementation of new international standards for certification and inspection bodies, Journal of Applied Engineering Science, vol. 12 no. 3 (2014)

[6] Cherepnalkovska S., Borche I. Jakimovska Popovska V., Standards in function of quality of products, International Journal – Wood, Design & Technology, Vol. 6, No. 1, (2017)

Valutazione ingegneristica di alcuni aspetti del ciclo di vita degli impianti per il trasporto, lo stoccaggio e l'utilizzo di idrogeno

C. Puccini¹, L. Schoepflin¹, C. Ferri¹, S. Bonvicini², O. Borgia¹

¹ Saipex S.r.l.

² Alma Mater Studiorum, Università degli Studi di Bologna

Abstract

La domanda energetica mondiale è cresciuta significativamente negli ultimi decenni. Nel panorama mondiale la maggior parte dell'energia prodotta deriva da combustibili fossili, con conseguente generazione di grandi quantitativi di gas serra. Al fine di ridurre le emissioni di questi ultimi, sono da tempo in corso la ricerca di nuovi vettori energetici e lo sviluppo di processi per lo sfruttamento delle risorse energetiche rinnovabili. L'idrogeno, allo stato attuale, è considerato uno dei vettori energetici più promettenti, anche se le sue caratteristiche chimico-fisiche e di pericolosità richiedono valutazioni accorte per garantire l'idoneità del suo impiego in sostituzione del gas naturale. In questo contesto si inserisce il presente studio, che ha avuto un duplice obiettivo. Infatti, da una parte si è valutata la fattibilità tecnica ed economica della conversione di una condotta e degli impianti ad essa connessi, attualmente impiegati per il trasporto di gas naturale, al trasporto di idrogeno. Dall'altra si sono analizzati i principali metodi approvvigionamento e di stoccaggio dell'idrogeno in vista della sua alimentazione ad un turbogeneratore, effettuando anche in questo caso un'analisi tecnica ed economica e considerando anche la messa a punto di un adeguato piano manutentivo mediante l'analisi RBI - Risk Based Inspection.

Keywords: idrogeno, trasporto, stoccaggio.

1. Introduzione

La domanda energetica mondiale è cresciuta significativamente negli ultimi decenni; ad oggi, la maggior parte dell'energia prodotta deriva da combustibili fossili. Mentre l'energia derivante da risorse fossili è economicamente competitiva rispetto a quella proveniente da risorse rinnovabili, essa presenta degli svantaggi consistenti in termini di emissioni di gas serra. Una delle sfide attuali più ambiziose consiste nel ridurre le emissioni di tali gas, che contribuiscono al surriscaldamento globale. L'implementazione di processi per la produzione di energia da fonti rinnovabili e l'individuazione di nuovi vettori energetici per i settori difficilmente elettrificabili, come l'industria e i trasporti pesanti, costituiscono degli elementi chiave per il raggiungimento di tale obiettivo [1].

A questo proposito, l'idrogeno è considerato uno dei vettori energetici più promettenti. Il problema principale dell'utilizzo di questo gas risiede nelle sue proprietà chimico-fisiche e di pericolosità. Infatti, esso ha delle dimensioni molecolari piccole al punto da rendere complesso il suo contenimento; inoltre presenta un ampio campo di infiammabilità ed una bassa energia di ignizione. Un ulteriore problema associato all'idrogeno è rappresentato dalla sua bassa densità a condizioni ambiente, motivo per cui il suo trasporto e stoccaggio richiedono pressioni elevate o temperature particolarmente basse. Per tali motivi è richiesta una valutazione accurata degli aspetti di sicurezza connessi all'uso di questa sostanza, con una conseguente difficoltà ed una certa lentezza nello sviluppo di nuove tecnologie basate sull'idrogeno.

Relativamente alle tecnologie per il trasporto, occorre tenere presente che il trasferimento di fluidi tramite condotta è solitamente preso in considerazione per il trasporto di grandi quantitativi su lunghe distanze. Tuttavia, per costruire nuove condotte per il trasporto di idrogeno i costi di investimento sono elevati e i tempi di implementazione lunghi; pertanto, è necessario valutare la possibilità di convertire ad idrogenodotti le condotte attualmente in uso per il trasporto di gas naturale [2]. Per quanto riguarda invece le tecnologie per la produzione di idrogeno, in base ai metodi di produzione è possibile ottenere [3]:

- idrogeno grigio;
- idrogeno blu;
- idrogeno verde.

L'idrogeno grigio è prodotto da combustibili fossili, con emissione in atmosfera della CO₂ ottenuta come prodotto secondario; attualmente circa l'80% dell'idrogeno presente sul mercato è grigio, essendo prodotto tramite steam-reforming del metano [1]. L'idrogeno blu è anch'esso ottenuto tramite steam-reforming del gas naturale, ma la CO₂ viene poi catturata, utilizzata come reagente o inviata a stoccaggio permanente. Si parla, invece, di idrogeno verde quando l'idrogeno è ottenuto da risorse rinnovabili, ad esempio, tramite elettrolisi dell'acqua alimentata da energia rinnovabile, senza che vi siano emissioni dirette di CO₂ in atmosfera. Una delle principali sfide attuali consiste nel rendere economicamente conveniente la produzione di idrogeno verde rispetto alla produzione di idrogeno grigio e di idrogeno blu.

In questo contesto si inserisce il presente lavoro, che è costituito da due studi di fattibilità. La prima analisi, presentata nella sezione 2, riguarda la conversione ad idrogenodotto di una condotta che trasporta gas naturale; la seconda, descritta nella sezione 3, è relativa all'acquisto ed allo stoccaggio ovvero all'autoproduzione e allo stoccaggio di idrogeno ai fini della sua alimentazione ad un turbogeneratore. Conclude il lavoro la sezione 4, che riporta alcune considerazioni finali.

2. Studio della fattibilità della conversione ad idrogeno di una condotta per il trasporto di gas naturale

2.1 Descrizione della condotta

La condotta TAP (Trans Adriatic Pipeline) costituisce la parte terminale del corridoio europeo meridionale per il trasporto di gas naturale, che ha la funzione di portare in Europa gas estratto dal giacimento Shah Deniz II nel mar Caspio. Tramite la condotta SCP, che attraversa l'Azerbaijan e la Georgia, il gas è trasportato al confine orientale della Turchia, dove ha inizio il condotto TANAP (Trans Anatolian Pipeline). Quest'ultimo è connesso ad occidente alla condotta TAP, che ha inizio al confine tra Turchia e Grecia, attraversa il nord della Grecia, l'Albania e infine il Mare Adriatico, e si collega alla rete di distribuzione italiana in Puglia, per una lunghezza totale di 878 km.

Attualmente la condotta TAP trasporta $10 \cdot 10^9$ m³/anno di gas naturale, con possibilità di espansione fino a $20 \cdot 10^9$ m³/anno. Lungo la linea sono presenti 2 stazioni di compressione, costituite da 3 compressori ciascuna; le 2 stazioni sono situate, rispettivamente, in Grecia ed in Albania. Nel punto di collegamento della condotta alla rete di distribuzione italiana, invece, è presente una stazione di decompressione.

2.2 Aspetti normativi relativi alla progettazione delle condotte

Ai fini della progettazione delle tubazioni e delle condotte in pressione le norme di riferimento sono:

- la norma americana ASME B31.3 "Process Piping" [4];
- la norma americana ASME B31.8 "Gas Transmission and Distribution Piping Systems" [5];
- la norma europea EN 13480 "Metallic industrial piping" [6];
- la norma europea EN 1594 "Trasporto e distribuzione di gas - Condotte per pressione massima di esercizio maggiore di 16 bar - Requisiti funzionali" [7].

Entrambe le norme forniscono i requisiti per la progettazione di condotte in pressione con riferimento ai materiali, alle ispezioni e alle prove necessarie per la messa in servizio. Tuttavia, esse forniscono indicazioni differenti relativamente a:

- la determinazione dello spessore minimo della tubazione e degli elementi accessori;
- la scelta dei materiali metallici e non metallici;
- la progettazione dei supporti e delle valvole;
- la scelta dei materiali per le saldature.

Sia la norma americana che quella europea contengono requisiti di progettazione generici, validi per tutte le sostanze, senza tenere in considerazione il trasporto di fluidi particolari, come l'idrogeno.

Tuttavia, nel 2008 la società americana degli ingegneri meccanici (ASME) ha emanato la norma ASME B31.12 "Hydrogen Piping and Pipeline" [8], che guida la progettazione delle condotte per idrogeno, indicando un metodo per la

determinazione dello spessore minimo, i materiali compatibili con idrogeno, i criteri di scelta degli elementi standard e delle valvole degli idrogenodotti.

Ai fini dell'analisi del gasdotto da convertire, è stata dunque presa come riferimento la norma ASME B31.12, effettuandone il confronto con la norma europea EN 13480, che è effettivamente stata utilizzata per la progettazione della condotta. Nello specifico, sono stati valutati i seguenti aspetti:

1. la pressione operativa nel caso del trasporto di idrogeno;
2. la compatibilità con idrogeno degli elementi strutturali;
3. l'idoneità dei componenti elettro-strumentali ad operare in presenza di idrogeno.

Questi tre aspetti sono analizzati, rispettivamente, nelle sezioni 2.3, 2.4 e 2.5, mentre nella sezione 2.6 si stima l'investimento economico necessario per risolvere le non conformità emerse dall'analisi degli aspetti in elenco.

2.3 Determinazione della pressione operativa nel caso di trasporto di idrogeno

Considerando la portata annua di gas naturale che attraversa la condotta TAP ed il potere calorifico del gas naturale, che è pari a 40 MJ/Nm³, l'energia trasportata corrisponde a 121 GWh/anno. Per trasportare la stessa energia utilizzando come vettore energetico l'idrogeno, considerando che il suo potere calorifico è pari a 13 MJ/Nm³, è necessaria una portata di idrogeno pari a 3,08·10⁷ Sm³/anno, 3 volte superiore a quella di gas naturale. Tuttavia, la densità dell'idrogeno è di 8 volte inferiore a quella del metano, che costituisce il componente principale del gas naturale.

Nelle condotte la portata volumetrica è controllata dalla caduta di pressione lungo la linea, come mostrato dall'equazione 1 [2]:

$$Q = C \cdot D_{in}^{2.5} \cdot e \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{d \cdot Z \cdot T \cdot L \cdot f}} \quad (1)$$

dove:

Q: portata volumetrica di gas [Nm³/h];

C: costante di proporzionalità [adimensionale];

D_{in}: diametro interno della tubazione [mm];

e: parametro di efficienza [adimensionale];

P₁: pressione del gas in ingresso [kPa];

P₂: pressione del gas in uscita [kPa];

d: densità del gas relativa all'aria [adimensionale];

Z: compressibilità del gas [adimensionale];

T: temperatura del gas [K];

L: lunghezza della condotta [km];

f: fattore di attrito [adimensionale].

In Tabella 1 vengono riportati i valori delle variabili e dei parametri dell'equazione 1 relativi alla condotta TAP. Nello specifico, l'equazione 1 è stata utilizzata per

ricavare, in funzione di tutte le altre variabili e dei parametri, la differenza tra i quadrati delle pressioni del gas in ingresso ed in uscita dalla condotta.

Parametri e variabili	Gas naturale	Idrogeno	Unità di misura
Q	$1 \cdot 10^7$	$3 \cdot 10^7$	Sm^3/anno
C	0,000129		/
D_{in}	1000		Mm
E	1		/
d	0,52	0,06	/
Z	1		/
T	293,15		K
L	878		Km
F	0,001		/
$(P_1^2 - P_2^2)$	$7 \cdot 10^8$	$7 \cdot 10^8$	kPa^2

Tabella 1. Condizioni operative della condotta

Dalla tabella 1 emerge come la differenza tra i quadrati delle pressioni sia simile per il gas naturale e per l'idrogeno; infatti, nell'equazione 1 la differenza della portata volumetrica dei due gas è compensata dalla loro diversa densità. Ne segue dunque che non c'è un cambiamento delle condizioni di pressione lungo la condotta nel passaggio da gas naturale ad idrogeno.

Tuttavia, la necessità di trasportare una portata volumetrica di idrogeno 3 volte superiore a quella di gas naturale influenza sia la velocità del gas all'interno della condotta, sia la velocità di rotazione dei compressori centrifughi delle due stazioni di compressione, che dovrebbe incrementare di circa 1,74 volte, con insorgenza di problemi per le pale dei compressori attualmente utilizzati [2]. Pertanto, la conversione da gas naturale ad idrogeno implica la sostituzione dei compressori.

2.4 Analisi della compatibilità con idrogeno degli elementi strutturali

Ai fini di valutare la compatibilità degli elementi strutturali della condotta, se ne sono analizzate le seguenti caratteristiche:

1. materiali di costruzione;
2. spessori;
3. valvole;
4. saldature.

Mentre la valutazione della compatibilità dei materiali da costruzione è stata effettuata per l'intera condotta, includendo anche le stazioni di compressione e decompressione, la verifica degli spessori, delle valvole e delle saldature è stata effettuata per la sola stazione di decompressione. Ogni aspetto è considerato nel seguito in una sezione dedicata.

2.4.1 Analisi della compatibilità con idrogeno dei materiali di costruzione

Ai fini dell'analisi della compatibilità con idrogeno dei materiali, sono stati individuati i materiali attualmente utilizzati per le tubazioni, per gli accessori, per le valvole e per le guarnizioni della condotta. Per ogni materiale sono state poi individuate le condizioni operative ammissibili, in termini di temperatura e pressione e, sulla base di queste condizioni, è stato individuato il possibile meccanismo di danno indotto da idrogeno, costituito dall'infragilimento da idrogeno (HE-Hydrogen embrittlement) e / o dal cracking indotto da idrogeno (HIC-Hydrogen Induced Cracking).

In Tabella 2 vengono riportati i materiali metallici impiegati per la costruzione della condotta (CS: acciaio al carbonio; SS: acciaio inossidabile) ed in Tabella 3 i materiali utilizzati per le guarnizioni.

Materiale	Tipologia di acciaio	T (°C)	P (bar)	Meccanismi di danno
P275NL1	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
P275NL2-1.1104	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
L290NE-1.0484	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
L360ME-1.0578	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
L360NE-1.0582	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
P355NL2-1.1106	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
P355NL2-1.1106	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
X2CrNi18-9	SS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE
X6CrNiTi18-10	SS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE
ASTM A 105	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE
P285NH	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
P280 GH	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
P460QL1	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
P355GH	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
P355QH	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
P420QH	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
ASTM A 182 F321	SS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE
ASTM A182 GR. F304	SS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE
ASTM A304/304L	SS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE
A105	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
A216 WCB	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
ASTM A 216 GR. WCB	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
ASTM A350 LF2	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
A350 LF6-2	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
A352 Gr.LCC	CS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE, HIC
A351 CF8	SS	$T \leq +120$	$P \leq 147$	HE

Tabella 2. Danni da idrogeno sui materiali della condotta

Dati			Risultati
Materiale	T (°C)	Compatibilità	Meccanismi di danno
Materiali metallici			
X6CrNiTi18-10	≤ +120	Sì	HE
AISI 316L	≤ +120	Sì	HE
Soft Iron	≤ +120	Sì	HE
AISI 304	≤ +120	Sì	HE
Materiali non metallici			
Flex. Graphite	≤ +120	Sì	-
Cellulosic fiber	≤ +120	Sì	-
NBR, asbestos free	≤ +120	Sì	-

Tabella 3. Danni da idrogeno e compatibilità dei materiali delle guarnizioni

Dalla Tabella 2 si deduce che tutti i materiali metallici utilizzati sono soggetti al meccanismo di infragilimento da idrogeno (HE), mentre solo alcuni di essi possono subire il cracking indotto da idrogeno (HIC).

Per quanto riguarda le guarnizioni, la Tabella 3 mostra che i materiali utilizzati sono tutti compatibili con idrogeno e che i materiali metallici sono tutti soggetti all'infragilimento da idrogeno. A tale riguardo occorre ricordare che le guarnizioni servono per garantire il contenimento del gas; poiché la molecola di idrogeno ha dimensioni molto minori rispetto alla molecola di metano, l'idrogeno tende maggiormente a trafilare attraverso le guarnizioni. Per questo motivo nelle condotte a idrogeno alle guarnizioni vengono preferite spesso altre tecnologie di tenuta. Tuttavia, la norma ASME B31.12 non vieta l'utilizzo di guarnizioni, purché i materiali siano idonei all'utilizzo con idrogeno; la stessa consiglia di prevedere in fase di manutenzione un adeguato piano di controlli per individuare eventuali perdite del sistema.

2.4.2 Valutazione degli spessori

Per la determinazione degli spessori delle tubazioni la norma ASME B31.12 suggerisce di impiegare la seguente equazione:

$$t = \frac{P \cdot D_{ext}}{2 \cdot (S \cdot E \cdot M_f + P \cdot Y)} \quad (2)$$

dove:

t : spessore [mm];

P : pressione di progetto [MPa];

D_{ext} : diametro esterno [mm];

S : stress massimo ammissibile [MPa];

E : fattore di qualità delle saldature [adimensionale];

M_f : fattore di prestazione del materiale associato all'utilizzo di idrogeno [adimensionale];

Y : coefficiente caratteristico del materiale, valido per $t < D/6$ [adimensionale].

L'applicazione dell'equazione 2 ha evidenziato che alcuni spessori, che sono verificati nel caso del trasporto di gas metano, non lo sono nel caso di idrogeno, ovvero nel caso di idrogeno risultano insufficienti. Ciò è imputabile principalmente a due fattori:

- la differenza nelle formule per la determinazione dello spessore proposte dalla norma europea EN 13480 e dalla norma americana ASME B31.3;
- il fattore di prestazione M_f del materiale associato all'utilizzo di idrogeno, che è pari a 0,4 nel caso di acciaio al carbonio e ad 1 nel caso di acciaio inossidabile.

2.4.3 Valutazioni degli accessori e delle valvole

Per quanto riguarda la scelta degli accessori (quali, ad esempio, flange, cappelli, riduttori, espansori), nella progettazione della condotta è stata utilizzata la norma EN 10253 [9], come suggerito dalla norma europea EN 13480.

Ai fini della conversione della condotta, è stato verificato che le dimensioni standard dei componenti in essere siano uguali alle dimensioni standard in accordo alla norma B16.11[10] e alla norma B16.9 [11], indicate dalla norma ASME B31.12. Dall'analisi è emerso che le dimensioni degli accessori standard e delle valvole valutate secondo le norme americane ed europee non presentano differenze.

Per quanto riguarda le valvole, è stato verificato il rating, cioè la massima pressione a cui una valvola può essere sottoposta (MAWP), sulla base delle indicazioni riportate nella norma B16.34. Si fa presente che la MAWP è funzione del materiale e dell'intervallo di temperatura in cui lavora la valvola. La verifica ha evidenziato che non tutte le valvole rispettano il rating; nello specifico, 60 valvole su 330 andrebbero sostituite.

2.4.4 Valutazione delle saldature

Le saldature rappresentano un punto critico delle condotte per il trasporto di idrogeno, in quanto presentano una durezza elevata e quindi sono particolarmente soggette all'infragilimento da idrogeno. Il ciclo termico necessario per effettuare la saldatura provoca l'indurimento del materiale metallico, a seguito della sua fusione e solidificazione, per via di un cambiamento nella sua microstruttura.

Nello specifico, è stata analizzata la compatibilità con idrogeno dei seguenti elementi:

- materiali di saldatura;
- trattamenti termici post-saldatura;
- durezza del materiale.

Per i materiali di saldatura compatibili con idrogeno, la norma ASME B31.12 rimanda alla norma ASME II, parte C. Poiché per le saldature sono stati utilizzati dei materiali indicati dalle norme europee, è stato verificato che gli stessi materiali

sono considerati idonei dalla norma ASME II, parte C. Dunque, i materiali utilizzati per le saldature sono compatibili con idrogeno.

Per quanto riguarda i trattamenti termici post saldatura, è stato verificato che questi rispettano i requisiti riportati nella norma ASME B31.12.

Infine, relativamente alla durezza del materiale, occorre far presente che la norma ASME B31.12 consiglia un valore massimo di durezza a seguito del trattamento termico pari a 235 HV. Poiché i test di durezza effettuati sulle saldature hanno evidenziato valori di durezza fino a 299 HV, è emerso che il 20% delle saldature non rispetta il requisito di durezza consigliato dalla norma americana.

2.5 Analisi della compatibilità con idrogeno della componentistica elettro-strumentale

La valutazione della compatibilità della componentistica elettro-strumentale ad operare in presenza di nubi di idrogeno è stata effettuata per la sola stazione di decompressione. A tale riguardo, la direttiva ATEX [12] fa rientrare il gas naturale nel gruppo IIA, mentre l'idrogeno appartiene al gruppo IIC / IIB+H2. Dall'analisi dei 935 componenti elettro-strumentali presenti nella stazione di decompressione, è emerso che tutti sono marcati IIC o IIB+H2 e quindi sono adatti all'utilizzo in presenza di idrogeno. Successivamente stata verificata la classificazione ATEX delle aree a rischio di esplosione per il gas naturale e la stessa classificazione è stata effettuata ex-novo per l'idrogeno. È emerso che tutti i componenti elettro-strumentali installati nelle zone dove si ha una variazione della classificazione della zona sono compatibili con la nuova zona, ad eccezione di 12 lampade, che devono essere sostituite.

2.6 Investimento per risolvere le non conformità

È stato stimato il costo di investimento necessario per mettere in pratica le correzioni necessarie per porre rimedio alle non conformità evidenziate nelle sezioni 2.3, 2.4 e 2.5.

In Tabella 4 viene riportata una stima grossolana dei costi unitari e globali degli elementi da sostituire.

Elemento da adeguare	Costo unitario	Unità/metri	Costo totale €
Compressori	1.200.000 €/unità	6 unità	7.200.000
Valvole stazione	60.000 €/unità	57 unità	3.420.000
Saldature stazione	150 €/unità	20% delle saldature	1.050.000
Spessori tubazioni	300 €/m	1.542 metri	462.600
Comp. elettro-strumentali	1.000 €/unità	12 unità	12.000
TOTALE			12,1·10⁶ € (2022)

Tabella 4. Stima dell'investimento per la risoluzione delle non conformità

L'investimento iniziale per la costruzione della condotta TAP è stato pari a $4,1 \cdot 10^9$ € (2016). Il costo di adeguamento, pur irrisorio rispetto al costo della condotta iniziale, è elevato in valore assoluto, tanto più perché è solo parziale, dal momento che alcune voci fanno riferimento alle non conformità della sola stazione di decompressione.

3. Fattibilità dell'acquisto ovvero della produzione e dello stoccaggio di idrogeno verde ai fini della sua alimentazione ad un turbogeneratore

Ad oggi l'idrogeno viene utilizzato principalmente in ambito industriale come reagente (ad esempio, nelle reazioni di idrogenazione), ma – al fine di ridurre le emissioni di CO₂ – si prevede che nei prossimi anni sia utilizzato sempre più come combustibile alimentato ai turbogeneratori per la produzione di energia elettrica. A tale proposito è stata studiata la fattibilità dell'acquisto ovvero della produzione e dello stoccaggio di idrogeno verde ai fini della sua alimentazione ad un turbogeneratore pilota, predisposto per condurre prove a scopo di ricerca. Le specifiche del turbogeneratore sono riportate in Tabella 5.

Portata di idrogeno	0,45 kg/s
Consumo di idrogeno in una prova	2500 kg
Pressione dell'idrogeno in ingresso	45 bar
Temperatura min / temperatura max.	0°C / T _{amb}
Durata di una prova	1,5 h
N° prove annuali richieste	220
Durata della ricerca	5 anni

Tabella 5. Specifiche del turbogeneratore pilota

Per l'alimentazione di idrogeno verde al turbogeneratore sono state analizzate 3 differenti configurazioni:

- configurazione A: acquisto di idrogeno verde e stoccaggio in pressione;
- configurazione B: acquisto di idrogeno verde e stoccaggio criogenico;
- configurazione C: produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi dell'acqua e stoccaggio in pressione.

Le tre configurazioni sono presentate in dettaglio, rispettivamente, nelle sezioni 3.1, 3.2 e 3.3, mentre nella sezione 3.4 ne è effettuata l'analisi comparativa.

3.1 Configurazione A

Nella configurazione A idrogeno verde allo stato gassoso alla pressione di 200 bar ed a temperatura ambiente è acquistato all'esterno, consegnato in loco tramite carro bombolaio, compresso a 300 bar e stoccato in bombole, per essere

decompresso prima della sua alimentazione al turbogeneratore. In Figura 1 viene riportato lo schema di processo della configurazione A.

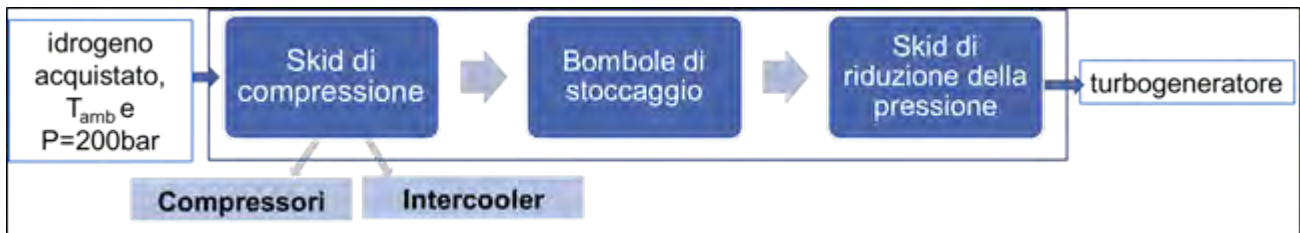


Figura 1. Schema di processo della configurazione A

3.2 Configurazione B

Nella configurazione B idrogeno verde liquefatto criogenicamente a 36 barg e a -250°C viene acquistato all'esterno, consegnato in loco tramite carro bombolaio e stoccato alle stesse condizioni di temperatura e di pressione della fase di trasporto. Durante le prove, l'idrogeno liquido viene prelevato dallo stoccaggio da una pompa ed inviato ad un evaporatore, dal quale esce idrogeno gassoso a +10 °C, che viene alimentato al turbogeneratore. In Figura 2 viene riportato lo schema di processo della configurazione B.



Figura 2. Schema di processo della configurazione B

3.3 Configurazione C

La configurazione C prevede di autoprodurre idrogeno verde tramite elettrolisi dell'acqua alimentata da energia solare, stoccando poi l'idrogeno come gas in pressione a 300 barg ed a temperatura ambiente. L'autoproduzione dell'idrogeno potrebbe avvenire tramite tre soluzioni:

- soluzione C1: produzione di idrogeno in continuo, utilizzando energia elettrica prelevata dalla rete quando non è possibile sfruttare l'energia solare, con vendita all'esterno dell'idrogeno prodotto in eccesso;
- soluzione C2: produzione della sola quantità di idrogeno necessaria alle prove da eseguirsi sul turbogeneratore, con vendita all'esterno dell'energia elettrica prodotta in eccesso dai pannelli solari;
- soluzione C3: produzione di idrogeno sfruttando unicamente l'energia solare prodotta dai pannelli solari.

In Tabella 6 vengono riportate le specifiche delle soluzioni sopra descritte, che prevedono tutte lo stesso elettrolizzatore in grado di produrre una portata di idrogeno pari a 0.04 kg/s.

Soluzione	Ore giornaliere di funzionamento dell'elettrolizzatore	N° di prove annuali effettuabili uguale al n° annuale delle prove richieste?
C1	24,0	sì
C2	17,5	sì
C3	11,0	no

Tabella 6. Configurazione C: specifiche delle soluzioni C1, C2 e C3

Il tempo di funzionamento necessario all'elettrolizzatore per produrre il quantitativo di idrogeno necessario per una prova (2500 kg) è pari a 17,5 ore. Considerando che, in condizioni di irraggiamento solare medio nella regione italiana in cui opererebbe l'impianto le ore giornaliere di sole sono circa 11,0 [13], è necessario acquistare dalla rete energia elettrica rinnovabile per garantire il funzionamento dell'elettrolizzatore nelle restanti ore, pari a 13,0 nel caso della soluzione C1 ed a 6,5 nel caso della soluzione C2. Sia la soluzione C1 che la soluzione C2 consentono di effettuare prove in numero pari alle prove richieste (220). Invece nella soluzione C3 l'elettrolizzatore funzionerebbe solo nelle 11,0 ore in cui c'è disponibilità di luce solare ed il numero di prove effettuabili sarebbe pari a 138, dunque inferiore al numero di prove richieste; per tale motivo la soluzione C3 non riesce a rispettare le specifiche iniziali ed è da scartarsi.

I valori di efficienza tipici di un impianto fotovoltaico, di un elettrolizzatore e del loro abbinamento sono riportati in Tabella 7.

	Impianto fotovoltaico	Elettrolizzatore	Impianto fotovoltaico + elettrolizzatore
Efficienza (%)	18	59	10

Tabella 7. Valori tipici dell'efficienza di un impianto fotovoltaico, di un elettrolizzatore e del loro abbinamento [14]

Considerando un valore medio di irraggiamento solare pari a 1,28 kW/m² nella zona in cui si prevede di realizzare l'impianto, e una potenza dell'elettrolizzatore pari a 8 MW, è possibile ricavare che l'area dei pannelli necessaria per produrre la portata di idrogeno fissata è pari a 3,12·10⁵ m².

Per valutare la configurazione migliore, è stata condotta un'analisi economica del costo della prova per le soluzioni C1 e C2, che consentono di realizzare il numero di prove annuali richiesto. È emerso che la soluzione C2 è quella che presenta i maggiori vantaggi, in quanto è quella che ha il costo della prova minore; dunque, è questa soluzione che è adottata per la configurazione C.

3.4 Analisi comparativa delle configurazioni A, B e C

Al fine di determinare quale, tra le configurazioni A, B e C, sia quella preferibile, si sono messi a confronto il costo di una prova e l'investimento iniziale (valutati tramite il metodo di Guthrie [15]) e la fattibilità tecnologica di ogni configurazione, come riportato nella Tabella 8.

Criterio		Configurazione		
		A	B	C
Costo della prova	€ (2022) / prova	46623	34622	21020
Investimento iniziale	€ (2022)	$1,5 \cdot 10^7$	$1,5 \cdot 10^6$	$4,7 \cdot 10^7$
Fattibilità tecnologica	Difficoltà costruttive	Elevate pressioni	Temperature estreme	Elevata area dei pannelli
	Maturità tecnologica	Adeguate	Scarsa	Scarsa

Tabella 8. Analisi comparativa delle configurazioni A, B e C

La Tabella 8 mostra che la configurazione C presenta il costo della prova più basso, dovuto alla vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso; tuttavia l'investimento iniziale è il più alto di tutti e l'area dei pannelli solari è molto elevata. La configurazione B è caratterizzata dal minimo investimento iniziale; essa presenta tuttavia delle difficoltà di implementazione, dovuta all'installazione di serbatoi criogenici ed alla scarsa maturità tecnologica. Grazie al minore investimento iniziale rispetto alla configurazione C ed alla maggiore facilità di implementazione rispetto alla configurazione B, la configurazione A pare essere quella migliore.

3.5 Analisi di dettaglio della configurazione A

Per la configurazione A è stata fatta un'analisi di dettaglio di un impianto pilota in fase di studio. In particolare, è stata eseguita un'analisi di tipo HazOp al fine di identificare i pericoli che essa presenta ed una valutazione della fattibilità della messa a punto di un piano delle ispezioni secondo i criteri dell'analisi RBI – Risk Based Inspection. Per quanto concerne l'analisi RBI, tale tecnica consente di identificare la periodicità delle attività di ispezione e manutenzione a cui sono soggette le attrezzature in ragione delle loro condizioni operative. Gli standard normativi che descrivono in maniera dettagliata il metodo di analisi RBI sono:

- la norma API RP 581 "Risk-based Inspection Methodology" [16];
- la norma ASME PCC-3 "Inspection Planning Using Risk-Based Method" [17].

Tali norme propongono dei metodi per la determinazione della frequenza di guasto delle attrezzature e delle conseguenze generate dai guasti, così da determinare quantitativamente il rischio generato dalle sostanze pericolose che possono essere rilasciate accidentalmente negli impianti. La tecnica RBI è già ampiamente utilizzata nell'industria petrolchimica, ma allo stato attuale è applicata in modo limitato ad impianti con presenza di idrogeno [18]. In Tabella 9 vengono riportati i meccanismi di danno indotti da idrogeno considerati dalle norme che guidano l'analisi RBI.

Norma	Meccanismo di danno	Ambiente
API RP 581	Cracking indotto da idrogeno	H ₂ S - HF
ASME PCC-3	Infragilimento da idrogeno	H ₂
	Cracking indotto da idrogeno	

Tabella 9. Meccanismi di danno da idrogeno contemplati dalle norme per l'analisi RBI [18]

Come mostrato in Tabella 9, la norma API RP 581 considera che il cracking indotto da idrogeno in ambienti caratterizzati dalla presenza di acido fluoridrico e solfidrico, ma non in presenza di idrogeno puro; inoltre non menziona l'infragilimento da idrogeno. Invece la norma ASME PCC-3 considera l'infragilimento da idrogeno ed il cracking indotto da idrogeno nelle attrezzature contenenti idrogeno puro. La norma ASME PCC-3 sembrerebbe, quindi, la più adatta per condurre un'analisi di tipo RBI per la configurazione A. Questa norma, però, non fornisce una procedura quantitativa per la determinazione della frequenza di guasto delle attrezzature e per la valutazione delle conseguenze che derivano dai rilasci di idrogeno, rendendo in tal modo impossibile l'effettuazione di un'analisi RBI rigorosa e sistematica.

Dal momento che tramite la tecnica RBI non è possibile mettere a punto un piano di ispezioni, in alternativa è possibile applicare il metodo ad indici attualmente utilizzato in Italia per valutare la complessiva adeguatezza delle attività messe in atto dal gestore di uno stabilimento a rischio di incidente rilevante al fine di gestire in modo sicuro il processo di invecchiamento delle attrezzature e degli impianti critici [19]. Il metodo, che è semi-quantitativo, consiste nel calcolo di un indice compensato, che tiene conto di fattori acceleranti (penalità) e fattori frenanti (compensazioni). Sulla base del valore dell'indice compensato è possibile esprimere un giudizio sull'adeguatezza della gestione dell'invecchiamento. In particolare, se l'indice compensato è negativo, il piano delle ispezioni è inadeguato, quindi, è necessario introdurre misure compensative, ad esempio, un monitoraggio più frequente degli elementi critici mediante tecniche di controllo non distruttive.

4. Conclusioni

La presente ricerca ha avuto lo scopo da un lato, di valutare la possibilità di convertire la condotta TAP, progettata per il trasporto di gas naturale, ad

idrogenodotto; dall'altro di studiare la fattibilità di un processo per l'acquisto ovvero la produzione e lo stoccaggio di idrogeno verde ai fini della sua alimentazione ad un turbogeneratore pilota.

Dall'analisi della condotta è emerso che ad oggi non esistono normative a livello europeo specifiche per la progettazione di idrogenodotti e che la condotta TAP, progettata per il trasporto di gas naturale, non risulta completamente idonea per il trasporto di idrogeno. Infatti, sono emerse diverse non conformità riguardanti i compressori, gli spessori delle tubazioni, le valvole, le saldature e la componentistica elettro-strumentale installata nella stazione di decompressione. Pertanto, risultano elevati i costi necessari per l'adeguamento del gasdotto, al fine di renderlo idoneo al trasporto di idrogeno.

Relativamente al processo di produzione / acquisto e stoccaggio di idrogeno da alimentarsi al turbogeneratore pilota invece, è emerso che la produzione di idrogeno tramite elettrolisi alimentata da energia solare presenta dei limiti dal punto di vista della fattibilità tecnologica, dovuti alla scarsa efficienza del processo ed all'elevato investimento iniziale. Per tale motivo è preferibile acquistare idrogeno verde all'esterno e stoccarlo come gas in pressione. Per l'impianto che consente di implementare questo processo non è tuttavia possibile predisporre un piano ispettivo secondo i criteri dell'analisi RBI - Risk Based Inspection, perché ad oggi la norma che descrive in modo dettagliato la procedura quantitativa per effettuare l'analisi RBI non contempla attrezzature che lavorano con idrogeno puro e che sono dunque soggette all'infragilimento da idrogeno ed al cracking indotto da idrogeno. È, tuttavia, possibile stabilire, in modo semi-quantitativo, l'adeguatezza del piano di gestione delle attrezzature mediante l'impiego di un metodo a indici utilizzato in Italia per monitorare l'invecchiamento delle apparecchiature.

Bibliografia

[1] Abe, J. O., Popoola, A. P. I., Ajenifuja, E., & Popoola, O. M., 2019. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 44, Issue 29, pp. 15072–15086), <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068>.

[2] Haeseldonckx, D., & D'haeseleer, W., 2007. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(10–11), 1381–1386, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.018>.

[3] Ilsole24ore, 2022, www.ilsole24ore.com, consultato nel novembre 2022

[4] ASME B31.3, 2018, *Process Piping*

[5] SME B31.8, 2022, *Gas Transmission and Distribution Piping System*

[6] EN 13480, 2017, *Metallic industrial piping*

- [7] EN 1594, 2013, Trasporto e distribuzione di gas – Condotte per pressione massima di esercizio Maggiore di 16 bar – Requisiti funzionali
- [8] ASME B31.12, 2019, Hydrogen Piping and Pipelines
- [9] EN 10253, 2007, *Butt-welding pipe fitting: Non alloy and ferritic alloy steels with specific inspection requirements*
- [10] ASME B16.11, 2016, Forged Fitting, Socket-Welding and Threaded
- [11] ASME B16.9, 2019, Factory – Made Wrought Buttwelding Fittings
- [12] Direttiva ATEX, 2014/34/UE
- [13] Pannellisolari.bologna,2022 www.Pannellisolari.bologna.it, consultato nel novembre2022
- [14] Grimm, A., de Jong, W. A., & Kramer, G. J., 2020. Renewable hydrogen production: A techno-economic comparison of photoelectrochemical cells and photovoltaic-electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(43), 22545–22555, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.092>.
- [15] Guthrie K.M., 1969, Chemical Cost Estimating
- [16] API RP 581, 2016, Risk-based Inspection Methodology
- [17] ASME PCC 3, 2022, Inspection Planning Using Risk-Based Methods
- [18] Campari, A., Ustolin, F., Paltrinieri, N., Leva, M. C., Patelli, E., Podofillini, L., Wilson, S., Darabi, M. A., & Alvaro, A. Applicability of Risk-based Inspection Methodology to Hydrogen Technologies: A Preliminary Review of the Existing Standards Auditing OF and RKM View project Lo-Risk (Learning about Risk) View project Applicability of Risk-based Inspection Methodology to Hydrogen Technologies: A Preliminary Review of the Existing Standards, https://doi.org/10.3850/978-981-18-5183-4_R13-01-095-cd.
- [19] INAIL, 2021, Valutazione sintetica dell'adeguatezza del programma di gestione dell'invecchiamento delle attrezzature negli stabilimenti SEVESO – Linea guida, 2021

Gruppi frigo ad ammoniacca: evoluzione della tipologia e dei criteri di progettazione dei sistemi di sicurezza in caso di rilascio

V. Prete², G. Gorrino³, M. Bortelli¹, G. Clerici¹, E. Portigliatti¹

¹Società Sirio Srl

²Inail - Uot di Alessandria

³Inail - Uot di Roma

Abstract

L'evoluzione tecnologica dei gruppi frigo ad ammoniacca proposti negli ultimi anni è evidente, in particolare per i gruppi da posizionare all'esterno di edifici.

La vecchia tipologia di gruppi posti completamente all'aperto o sotto tettoia per la protezione dagli agenti atmosferici è ormai soppiantata dall'introduzione di gruppi frigo posti all'interno di cabinati, nei quali è inserito l'intero gruppo, costituito essenzialmente da compressore, condensatore ammoniacca ed evaporatore ammoniacca.

L'esperienza acquisita nello svolgimento di analisi degli incidenti per oltre 12 gruppi frigo negli ultimi 10 anni, totalmente nuovi o ricondizionati ed installati presso aziende a rischio di incidente rilevante, ha permesso di approfondire le principali tematiche legate alla pericolosità dell'ammoniacca presente in tali installazioni a fronte di una perdita di contenimento, identificata nei seguenti scenari:

- Rilascio di gas tossico nell'area circostante,
- Formazione di miscela infiammabile in spazio confinato, con innesco e sviluppo di un'esplosione.

Sono state confrontate le modalità di prevenzione dei rilasci, i diversi sistemi di contenimento di una perdita (rilevamento del gas, ventilazione, abbattimento dell'ammoniacca mediante erogazione di acqua), che portano ad una moltiplicazione degli scenari incidentali possibili; il confronto si è esteso anche alla gestione di un rilascio prolungato da gruppi frigo con elevata quantità di ammoniacca in ciclo.

Il confronto ha consentito l'identificazione di spunti per approfondimenti tecnici; l'evoluzione tecnologica dovrebbe pure applicarsi alla normativa specifica in merito ai sistemi di sicurezza, così da rimanere allineata allo stato dell'arte e facilitare le fasi di progettazione e fornitura, oltre che l'approvazione da parte degli Enti competenti.

Keywords: ammoniacca, gruppi frigoriferi, rilevatori NH₃.

1. Evoluzione nell'impiego e realizzazione di gruppi frigo ad ammoniacca

L'utilizzo di gruppi frigoriferi ad ammoniacca è sempre più esteso, stante le caratteristiche uniche dell'ammoniacca, sia per l'efficienza energetica (ottimale per fluidi

refrigeranti che operino fra -5 e -30 °C), sia per l'impatto ambientale (Global Warming Potential pari a zero), rispetto ad altri fluidi frigoriferi.

Le normative e gli standard di riferimento ai fini della sicurezza dei gruppi frigo ad ammoniaca sono:

- DM 10 Giugno 1980 [1] (Riconoscimento di efficacia di sistemi di sicurezza applicati agli impianti frigoriferi industriali ad ammoniaca).
- UNI EN 378 [2] (Sistemi di refrigerazione e pompe di calore - Requisiti di sicurezza e ambientali).

L'evoluzione tecnologica dei gruppi proposti negli ultimi anni è evidente, in particolare per i gruppi da posizionare all'esterno di edifici.

La vecchia tipologia di gruppi posti completamente all'aperto o sotto tettoia per la protezione dagli agenti atmosferici è ormai superata dall'introduzione di gruppi frigo posti all'interno di cabinati, nei quali è inserito l'intero gruppo, costituito essenzialmente da compressore, condensatore ammoniaca, evaporatore ammoniaca.

L'introduzione di un nuovo gruppo frigo richiede la presentazione della documentazione tecnica ai fini della valutazione del progetto di prevenzione incendi, presso il Comando provinciale VVF; per attività soggette a rischio di incidente rilevante (D. lgs. 105/15 [3]), risulta necessario anche presentare la relazione giustificativa del non aggravio di rischio.

A seguito della preparazione della documentazione tecnica e delle relazioni di non aggravio di rischio per numerosi progetti negli ultimi 10 anni, tutti a servizio di stabilimenti chimici, è stato possibile raccogliere e comparare le soluzioni adottate ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti, considerando i due potenziali scenari incidentali derivanti da una perdita di contenimento di ammoniaca:

- Rilascio di gas tossico nell'area circostante,
- Formazione di miscela infiammabile in spazio confinato, con innesco e sviluppo di un'esplosione.

2. Configurazione

I nuovi gruppi frigo esaminati sono contenuti in un cabinato, installati in esistenti edifici aperti su di un lato o in edifici completamente chiusi.

I cabinati sono classificabili come package installati tal quali dal fornitore; sono realizzati con materiali incombustibili (acciaio e pannelli sandwich in lana di roccia), con un'apertura da cui viene aspirata l'aria ambiente ed un'uscita dell'aria all'atmosfera, al di sopra del cabinato.

La scelta del cabinato facilita l'ubicazione in uno Stabilimento esistente, poiché richiede soltanto la realizzazione di una piazzola in cemento, in area adiacente all'utenza o nell'area dedicata ai servizi di Stabilimento, più i collegamenti ai servizi. Il gruppo potrà poi essere rilocato in futuro, a seguito di mutate esigenze di sviluppo dell'area. Bisogna anche considerare la forte riduzione dell'impatto sonoro garantita dal cabinato.

All'esterno del cabinato è presente il sistema di abbattimento degli scarichi dalle valvole di sicurezza, costituito da un serbatoio contenente acqua, dotato di diffusore dell'ammoniaca gassosa, per facilitare l'assorbimento.

La dimensione dei cabinati è variabile, stante le diverse taglie di potenza frigorigena; nei casi esaminati, la quantità di ammoniaca contenuta passa da 60 kg a 5,1 t di ammoniaca. In altri casi, i gruppi sono stati installati in edifici esistenti, aperti completamente su di un lato, realizzati in materiale incombustibile; all'interno del box può essere posto l'intero gruppo, oppure soltanto il/i compressore/i, con scambiatori lasciati all'aperto. Nel presente articolo non vengono esaminati i gruppi posizionati in edifici esistenti completamente al chiuso.

3. Prevenzione dei rilasci di ammoniaca

La realizzazione dei gruppi in cabinati ha comportato una minimizzazione dell'estensione delle linee di circolazione ammoniaca gassosa e liquida; il numero di accoppiamenti flangiati è stato ridotto consistentemente, soprattutto a contatto con l'ammonica liquida, garantendo connessioni saldate. Le pochissime flange residue sono del tipo ad elevata tenuta, con impiego di guarnizioni spirometalliche, guarnizioni incamerate, O-ring o comunque guarnizioni non soggette a blow-out.

Grazie alle soluzioni tecniche adottate, la stima della frequenza di accadimento di un rilascio di ammoniaca in fase gassosa o liquida ha portato a frequenze di accadimento ridotte ed anche a potenziali aree di efflusso molto ridotte.

In base all'esperienza storica delle installazioni considerate, a partire dal 2016, è stata riscontrata soltanto una perdita per formazione di una cricca sulla mandata di un compressore, probabilmente generata dalle vibrazioni, con area dell'ordine del mm².

4. Contenimento dei rilasci di ammoniaca

Per i gruppi ubicati in cabinati, il principale sistema di contenimento è garantito dal cabinato stesso, che confina il gas all'interno, mitigando la dispersione all'esterno e quindi l'esposizione di personale operativo dell'impianto. L'efficacia di tale soluzione è particolarmente evidente se si considera un rilascio in fase liquida che, in assenza di confinamento, è in grado di generare potenzialmente un getto bifasico ed una nube avente un'estensione dell'ordine del centinaio di metri relativamente alla soglia delle lesioni irreversibili (IDLH, pari a 300 ppm). Il cabinato trattiene il getto all'interno, così da consentire la vaporizzazione della fase liquida post evaporazione per flash; la fuoriuscita dell'ammoniaca avverrebbe più lentamente e progressivamente, sotto forma di gas ed a velocità più ridotta: ciò favorisce la dispersione in quota (l'ammoniaca ha un peso molecolare inferiore a 0,6 volte quello dell'aria).

Il confinamento all'interno comporta però l'eventuale sviluppo di un volume consistente nel campo di infiammabilità e, seppur poco probabile, l'innescò della miscela aria / ammoniaca.

Per i gruppi ubicati in box aperti su tre lati, si garantisce solo un parziale contenimento e quindi lo studio di dispersione di un rilascio di ammoniaca, soprattutto liquida, può portare a distanze di danno significative, seppur su direzioni/aree più limitate; il lato aperto consente comunque di ridurre il grado di confinamento e previene o limita l'estensione di un volume significativo nel campo di infiammabilità.

Per entrambe le tipologie (cabinato chiuso o box aperto su di un lato), hanno una particolare importanza i seguenti sistemi di sicurezza, per mitigare gli effetti di un rilascio tossico e prevenire lo sviluppo di un'esplosione:

1. Sistema di rilevamento ammoniacca;
2. Sistema di ventilazione (per i gruppi in cabinato);
3. Sistema di abbattimento (assorbimento con acqua).

1. Sistema di rilevamento ammoniacca

Per entrambe le tipologie di gruppi frigo considerate, sono stati installati sistemi di rilevamento ammoniacca, mediante rilevatori puntiformi, di facile reperibilità sul mercato e venduti da ditte specializzate con adeguata esperienza. Nei gruppi in cabinato, si riscontra la presenza di due rilevatori (per gruppi di piccola taglia) o di tre sensori (per gruppi di taglia elevata); le logiche di sicurezza adottate sono differenziate a seconda dei fornitori dei gruppi; in alcuni casi, l'analisi degli incidenti condotta mediante HazOp e studio degli eventi incidentali, ha portato a modifiche o affinamenti delle logiche preimpostate dal fornitore.

A titolo di esempio si citano i seguenti casi, relativi a tre fornitori e tre stabilimenti diversi, con anche hold-up di ammoniacca ben diversi (60 kg, 650 kg, 5100 kg):

- a) due rilevatori attivano il ventilatore di emergenza a 500 ppm e poi, a 900 ppm, comandano il blocco macchina;
- b) due rilevatori con soglia di intervento a 100 ppm (segnalazione di allarme in sala controllo, più allarme ottico / acustico in corrispondenza del gruppo frigo; inibizione dell'accesso di personale all'interno del cabinato) e a 300 ppm (segnalazione di allarme; sgancio alimentazione elettrica al cabinato e fermata del gruppo frigo; attivazione del ventilatore di emergenza e pompa di circolazione acqua per l'abbattimento ammoniacca);
- c) tre rilevatori con soglia di intervento a 50 ppm (per il sensore vicino all'ingresso del cabinato, con attivazione del ventilatore e segnalazione di allarme a monitor in sala controllo), 100 ppm (per i due sensori posti vicino al compressore, con attivazione del ventilatore, partenza pompa per l'invio dell'acqua allo scrubber e segnale in sala controllo), 1000 ppm (si toglie l'alimentazione elettrica a tutto il package con conseguente fermata del gruppo frigo, escluso sistema di estrazione aria ed abbattimento di emergenza).

In tutti e tre gli esempi si identificano soglie di intervento nettamente inferiori al limite inferiore di infiammabilità dell'ammoniaca (LFL) pari a 15.400 ppm, oltre che superiori al TWA (25 ppm) ed allo STEL (35 ppm), considerando gruppi in cabinato senza la presenza costante del personale.

Risulta chiara la variazione nella complessità della logica di sicurezza all'aumentare dell'hold-up, che richiede un'adeguata verifica durante lo svolgimento dell'analisi di rischio e che comporta anche, talvolta, un'interlocuzione non facile con il fornitore,

soprattutto per i gruppi di piccola taglia, stante l'approccio mirato a non accettare variazioni al pacchetto proposto.

Per i gruppi ubicati in box parzialmente aperti, il numero di sensori proposti è più elevato, poiché l'area da coprire è più estesa, soprattutto nel caso di condensatori/evaporatori ammoniaci ubicati all'esterno. La progettazione del sistema di rilevamento non è più di competenza del fornitore del gruppo frigo, ma diventa di responsabilità del Gestore dello Stabilimento; risulta necessario:

- identificare la posizione dei potenziali punti di rilascio;
- valutare se il rilascio è di ammoniaca gassosa calda o di ammoniaca liquida, che potrebbe anche essere a bassa temperatura;
- considerare logiche di sicurezza differenziate, a seconda del pericolo da fronteggiare.

A titolo di esempio, la configurazione più complessa esaminata e relativa ad un intervento di sostituzione e potenziamento di un gruppo frigo esistente, prevedeva:

- cinque compressori di ammoniaca ubicati in box aperto su di un lato;
- due distinti gruppi di condensazione/vaporizzazione ubicati all'esterno del box, sviluppati su più piani.

È stato quindi necessario prevedere:

- 10 rilevatori di ammoniaca a protezione dell'area dei compressori, con soglia di allarme sarà pari al 15% del limite inferiore di infiammabilità dell'ammoniaca (22.500 ppm) e soglia di blocco (fermata dei compressori) pari al 30% del limite inferiore di infiammabilità dell'ammoniaca (45.000 ppm);
- 10 rilevatori di ammoniaca a protezione dell'area degli scambiatori e tubazioni con presenza di ammoniaca, aventi soglia di intervento a 50 ppm (preallarme), 100 ppm (allarme in sala controllo), 300 ppm (attivazione barriera d'acqua, in logica "2 su n").

Come risulta evidente, il pericolo da fronteggiare (formazione miscela infiammabile in zona semi-confinata, oppure rilascio di ammoniaca liquida in ambiente aperto) ha comportato soluzioni diverse tra loro; i sensori stessi sono, tra l'altro, di tipo differente tra le due aree, avendo campi scala che variano di ordini di grandezza.

2. Sistema di ventilazione (per i gruppi in cabinato)

L'elevato confinamento garantito dal cabinato mitiga significativamente la dispersione di ammoniaca nell'ambiente circostante, ma richiede di prevenire la formazione di miscela infiammabile (mediante estrazione dell'aria contaminata) e l'innescò (sgancio energia elettrica al gruppo frigo).

Anche per la ventilazione si riscontrano soluzioni differenziate con vario grado di complessità, esemplificate di seguito:

- a) ventilatore unico sempre in funzione, con la funzione di rimuovere il calore dal cabinato e garantire il numero di ricambi orari richiesti dal DM 10 Giugno 1980;

- b) ventilatore dedicato di elevata capacità per garantire il raffreddamento interno del gruppo e del cabinato, per gruppi di elevata potenza, più ventilatore di emergenza normalmente fermo, commisurato alla portata minima richiesta dal DM 10 Giugno 1980 e attivato dal sistema di rilevamento ammoniacca;
- c) doppio ventilatore (uno di riserva all'altro), normalmente non in funzione, attivato quando necessario dalla misura di temperatura nel cabinato oppure dal sistema di rilevamento ammoniacca, dimensionato adeguatamente per raffreddare o garantire il numero di ricambi orari richiesti in base dal DM 10 Giugno 1980 [1].

Svolgendo l'analisi di rischio, si ottengono risultati differenti per quanto concerne la probabilità di mancato funzionamento del sistema di ventilazione, che poi costituisce un fattore moltiplicativo per la frequenza associabile allo sviluppo di un'esplosione nel cabinato; uno dei risultati dell'analisi di rischio è anche la determinazione del livello SIL associato alla funzione strumentata di sicurezza che vede nei rilevatori di ammoniacca l'elemento iniziatore e nei ventilatori di estrazione l'elemento finale. A seconda dei casi, è stato determinato un livello SIL pari a 1 o 2, che deve poi essere preso in carico:

- dal fornitore del gruppo per garantirne un'adeguata implementazione;
- dal gestore dello Stabilimento per assicurarne il corretto test periodico.

3. Sistema di abbattimento (assorbimento con acqua)

Per i gruppi frigo in cabinato, si è posto il problema di trattamento dell'ammoniaca presente nell'aria rilasciata in atmosfera.

Nella preparazione della documentazione tecnica ai fini della valutazione del progetto, sono state effettuate simulazioni di rilascio di ammoniacca dal camino di uscita del ventilatore di estrazione, supponendo una perdita da flangia in fase liquida all'interno del cabinato ed utilizzando il package PHAST della DNV Technica.

Ciò ha consentito di fornire indicazioni in merito all'altezza ed alla direzione di efflusso, per evitare una ricaduta di ammoniacca al suolo a concentrazione superiore all'IDLH.

Anche in questo caso si riscontrano soluzioni differenziate:

- a) cabinato dotato di camino di espulsione dell'aria direttamente in atmosfera, al di sopra del cabinato stesso (gruppi di piccola taglia);
- b) cabinato dotato di camino di espulsione dell'aria direttamente in atmosfera, con altezza e direzione di efflusso dimensionate per non avere ricadute elevate al suolo (non si raggiunge l'IDLH);
- c) cabinato dotato di sistema di lavaggio (scrubber) incorporato al di sopra del cabinato stesso, in cui viene erogata acqua per assorbire l'ammoniaca presente nell'aria.

L'ultima soluzione è ovviamente quella più efficace e adeguata quando l'hold-up del circuito è consistente, orientativamente da alcune centinaia di kg di ammoniacca in su; è una soluzione comunque complessa, perché richiede l'impiego di una pompa, dotata di riserva, che preleva l'acqua dal serbatoio su cui sono collettati gli scarichi delle valvole di sicurezza, con riciclo dell'acqua post lavaggio nel serbatoio stesso.

La logica di sicurezza comandata dai sensori di ammoniaca diventa quindi più articolata, perché deve attivare anche questa circolazione.

In base alle analisi di rischio condotte, stante la facilità di dispersione di ammoniaca in atmosfera, non è risultato necessario garantire un livello SIL per l'assorbimento dell'ammoniaca, ma l'azionamento della pompa (con attivazione automatica di quella di riserva in caso di mancata partenza) è configurato in modo analogo a quello del sistema di ventilazione con due estrattori d'aria.

Un punto di approfondimento proponibile riguarda il dimensionamento dello scrubber; in base a quanto rilevato nella documentazione tecnica dei fornitori, sono stati adottati rapporti ben differenti tra la portata di acqua da erogare e la portata di ammoniaca rilasciata (da 5 a 50) e solo in un caso viene specificato un tempo di permanenza minimo per consentire l'assorbimento.

Per i gruppi frigo in box aperto su di un lato o con scambiatori all'esterno, la mitigazione del rilascio di ammoniaca deve essere indirizzata all'erogazione di acqua, normalmente prelevata dalla rete antincendio ed erogata sotto forma di goccioline fini per consentire l'assorbimento dell'ammoniaca.

Anche in questo caso sono state esaminate differenti configurazioni:

- a) gruppo frigo tutto all'interno del box aperto su di un lato; la geometria del locale porta necessariamente all'installazione di una barriera d'acqua lungo il lato aperto, con direzione dall'alto verso il basso;
- b) gruppo frigo con gli scambiatori all'aperto; il sistema di erogazione dell'acqua può essere concepito come un sistema a diluvio (erogatori posti al di sopra delle apparecchiature) per coprire l'area delle sorgenti di rilascio con getti conici diretti verso il basso, oppure barriera d'acqua perimetrale, con getto verso l'alto o verso il basso, a seconda della quota delle sorgenti di rilascio, degli ingombri presenti e della disponibilità di supporti per i collettori della barriera.

Nel caso a) la progettazione e la realizzazione risultano nettamente più semplici; i parametri di progetto di base da considerare sono la portata specifica al metro (in genere non meno di 30 litri/minuto metro) e il rapporto tra la portata di acqua erogata e la portata di ammoniaca rilasciata (in genere non inferiore a 50).

È ovviamente critica la selezione del rilascio di riferimento, poiché l'ammoniaca nel gruppo frigo può essere presente:

- Gassosa, a bassa temperatura e pressione
- Gassosa, ad alta pressione e temperatura superiore a quella ambiente,
- Liquida, ad alta pressione,
- Liquida, a bassa pressione.

La condizione più critica è quella di ammoniaca liquida ad alta pressione e questo è anche il motivo per cui si adottano connessioni tutte saldate. Per l'ammoniaca liquida è quindi necessario garantire una portata specifica più elevata, anche allo scopo di fornire

adeguato calore e garantirne la vaporizzazione totale, che facilita la dispersione della nube verso l'alto.

Nel caso b) la progettazione del sistema di mitigazione è più difficile; in assenza di standard, bisogna necessariamente identificare un caso di rilascio di riferimento, proporre differenti portate specifiche di erogazione acqua e considerare quale parte o lato della barriera possa risultare efficace, stante la direzionalità del getto, la distanza della barriera dallo stesso, la presenza di ostacoli sullo sviluppo del getto (condizione favorevole per incrementare l'efficienza di assorbimento). Si stima quindi la portata utile di acqua, che necessariamente costituisce solo una frazione di quella erogata, da rapportare a quella di ammoniaca.

In base alle informazioni tratte dalla letteratura specifica e da studi condotti su HF, una favorevole efficienza di abbattimento può essere ottenuta con un rapporto acqua/ammoniaca di almeno 30 a 1.

Facendo riferimento all'evento incidentale citato nel paragrafo "Prevenzione dei rilasci di ammoniaca", l'attivazione automatica della barriera d'acqua ha permesso di mitigare perfettamente le conseguenze, non essendo stata avvertita presenza di ammoniaca da parte dei componenti della squadra di emergenza intervenuta, appena al di là della barriera d'acqua rispetto alla sorgente di rilascio.

5. Scenari incidentali

La presenza di diversi sistemi di mitigazione delle conseguenze comporta, nel corso dell'analisi degli incidenti di un gruppo frigo, la necessità di identificare ed esaminare numerosi scenari, a partire dall'evento iniziatore (perdita di ammoniaca all'interno del cabinato, in particolare).

Si tratta cioè di accoppiare un livello di gravità delle conseguenze ed un ordine di grandezza della frequenza, ad esempio, per i seguenti scenari:

- rilascio senza intervento del sistema di rilevamento, con accumulo e successiva diffusione di ammoniaca gassosa all'esterno, da sfiato in quota (ventilatore in marcia) oppure da apertura di aerazione (ventilatore non in marcia);
- come sopra, più innesco della miscela nel campo di infiammabilità all'interno del cabinato;
- rilascio con attivazione del sistema di rilevamento, ma senza partenza del ventilatore di emergenza (con vari sotto-casi legati alla presenza e funzionamento o meno di un ventilatore dedicato per il semplice raffreddamento del cabinato);
- come sopra, più innesco della miscela nel campo di infiammabilità (con sotto-casi legati alla fermata o meno del ventilatore di raffreddamento o del gruppo frigo stesso, condizioni che incidono sulla probabilità di innesco assegnabile);
- rilascio con attivazione del sistema di rilevamento e del sistema di estrazione aria di emergenza, ma senza partenza delle pompe di circolazione dell'acqua per assorbire la frazione principale dell'ammoniaca in aria.

A titolo di esempio, si riportano i grafici "Side View", ottenuti utilizzando il package PHAST-PROFESSIONAL 8.9 della DNV-Technica Ltd, per lo studio della dispersione di ammoniaca per tre scenari incidentali. Il grafico traccia i limiti della concentrazione di interesse (300 ppm pari al valore di IDLH dell'ammoniaca, per due tipologie di classi atmosferiche e due diverse velocità del vento) della nube, sezionata secondo un piano verticale, in corrispondenza del suo asse.

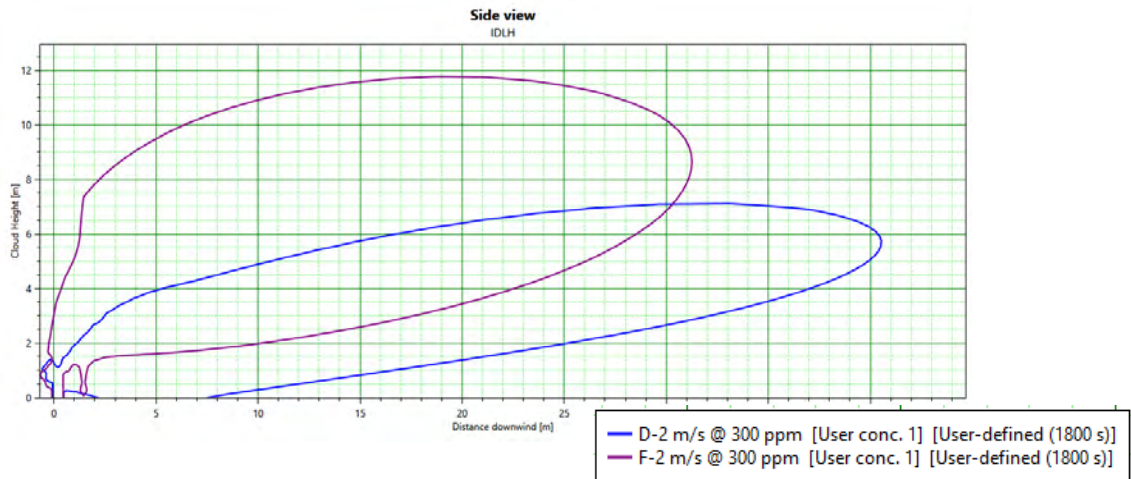


Grafico 1. Rilascio senza intervento del sistema di rilevamento, con accumulo e successiva diffusione di ammoniaca gassosa all'esterno, da apertura del cabinato a livello del suolo

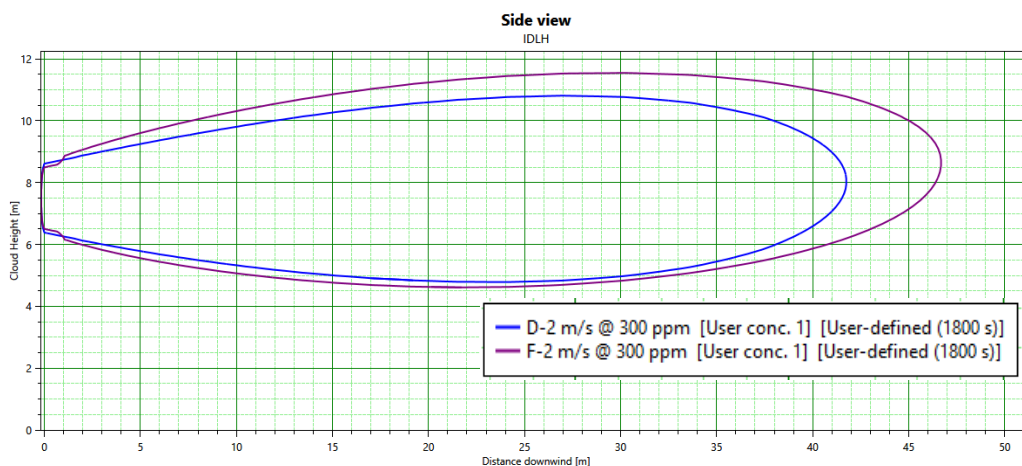


Grafico 2. Rilascio con attivazione del sistema di rilevamento e del sistema di estrazione aria di emergenza, senza partenza delle pompe di circolazione dell'acqua per assorbire la frazione principale dell'ammoniaca in aria

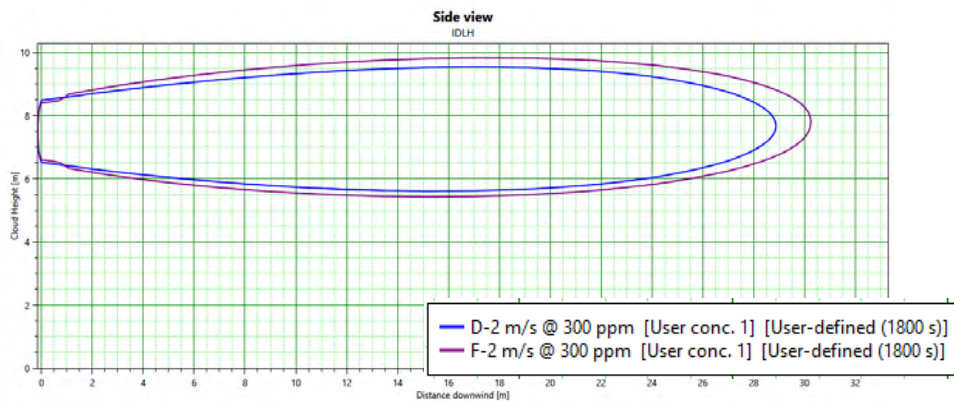


Grafico 3. Rilascio con attivazione del sistema di rilevamento e del sistema di estrazione aria di emergenza con partenza delle pompe di circolazione dell'acqua per assorbire la frazione principale dell'ammoniaca in aria, considerando un abbattimento pari al 50%

L'insieme degli scenari ipotizzabili può diventare quindi molto elevato; la gestione della valutazione è risultata meno complicata per Società che disponessero di una metodologia di analisi del rischio mediante applicazione di una matrice di rischio "corporate" e tecnica di valutazione basata su svolgimento HazOp e LOPA (Layer Of Protection Analysis), piuttosto che su applicazione di alberi degli eventi piuttosto complessi.

L'applicazione della LOPA ha consentito anche una maggiore partecipazione e condivisione da parte del team incaricato dell'analisi e costituito per lo più da uno/due componenti della ditta fornitrice (processista / project engineer), processista e responsabile di progetto dello Stabilimento, analista di rischio.

6. Gestione di un rilascio prolungato da un gruppo frigo

Un ulteriore spunto di approfondimento riguarda la gestione di un rilascio da gruppi frigo di elevata taglia, con hold-up di gas dell'ordine delle tonnellate, per i quali la perdita di contenimento potrebbe perdurare per lungo tempo sino a svuotamento delle apparecchiature contenenti ammoniaca.

Bisogna quindi valutare se, dopo verifica del corretto funzionamento del sistema di estrazione e della fermata del gruppo frigo, sia fattibile, in sicurezza, un intervento di un operatore all'interno del cabinato, per chiudere valvole sul circuito e isolare il più possibile il punto di rilascio, così da limitare la quantità rilasciabile e conseguentemente la durata dell'emergenza.

La valutazione non risulta semplice e potrebbe non essere condivisa da tutti gli attori.

Possibili miglioramenti possono essere previsti in fase di progettazione iniziale:

- inserimento di valvole di sezionamento, comandate da remoto e/o dalla logica di blocco del gruppo frigo, tali da isolare i principali hold-up di ammoniaca in fase liquida e quindi non dover richiedere alcun intervento di personale all'interno del cabinato, sino al rilevamento di concentrazioni minime di ammoniaca;

- installazione di un serbatoio di blow-down in fase liquida, con linee di collegamento ai principali recipienti/scambiatori dotate di valvole automatiche comandabili a distanza, per consentire lo scarico del liquido in un recipiente di accumulo, con caratteristiche di progetto congruenti con quelle del gruppo frigo. La soluzione proposta è la più drastica, ma già utilizzata in impianti chimici per la gestione di fluidi particolarmente pericolosi, oppure in gruppi di generazione di calore mediante circolazione di olio diatermico, anche in questo caso presente in quantità relativamente elevata.

7. Spunti per un miglioramento della sicurezza

Lo standard di realizzazione dei gruppi frigoriferi ad ammoniaca è ormai piuttosto consolidato, con molte migliaia di unità distribuite nel mondo; il processo di generazione del freddo non presenta ovviamente novità.

L'aspetto della sicurezza in caso di perdita di contenimento di ammoniaca dal circuito è invece ancora in una fase evolutiva e, ovviamente migliorativa, rispetto a quanto previsto dal DM 10 Giugno 1980 [1] e dallo stesso UNI EN 378 [2].

L'introduzione in anni recenti di gruppi in cabinato ha generato nuovi sviluppi nella valutazione degli incidenti, per raggiungere un livello più elevato di prevenzione e protezione.

Gli aspetti relativi al rilevamento della perdita, all'estrazione dell'aria contaminata di ammoniaca ed infine all'assorbimento dell'ammoniaca stessa sono stati esaminati nel corso dell'analisi degli incidenti, ricavando indicazioni per ulteriori affinamenti (ad esempio: soglie di intervento rilevatori e logiche di blocco, livello SIL per le funzioni strumentate di sicurezza, altezza e direzione di scarico dell'aria a valle dell'estrattore, etc.).

Gli spunti di approfondimento riguardano l'implementazione delle logiche di sicurezza con un livello SIL, il dimensionamento dello scrubber a servizio dei gruppi in cabinato, i criteri di progetto dei sistemi di abbattimento con acqua per gruppi ubicati interamente o parzialmente all'interno di un box con un lato aperto.

L'approccio tramite analisi degli incidenti deve essere previsto sin dall'inizio della fase di progettazione di base. Per gruppi di grossa taglia, dall'inizio della progettazione sino alla messa in servizio possono passare più di due anni; un ritardo nell'esecuzione delle analisi (HazOp, LOPA etc.) comporta in genere discussioni prolungate fra fornitore e utente, con possibile ritardo nella messa in servizio, prolungando l'utilizzo di gruppi frigo ormai obsoleti, meno efficienti e/o contenenti fluidi frigoriferi non più ammessi.

L'analisi di rischio permetterà anche di selezionare al meglio quali sistemi di mitigazione prevedere per un gruppo frigo di piccola taglia (meno di 100 kg) rispetto ad uno contenente varie tonnellate di gas pericoloso, avente ovviamente un potenziale livello di gravità delle conseguenze ben differente.

Pur confidando nelle indicazioni dell'analisi incidenti, in base a quanto sinora illustrato ed all'evoluzione tecnologica riscontrata, sarebbe auspicabile adottare una delle seguenti azioni, tra loro in alternativa:

- a) introdurre, nell'ambito della UNI EN 378 [2], nuove indicazioni in merito ai sistemi di sicurezza da prevedere, commisurati in base alla quantità di ammoniaca presente;
- b) impostare un aggiornamento del DM 10 Giugno 1980 [1];
- c) elaborare una specifica regola tecnica di prevenzione incendi, analogamente a quanto disponibile per generatori elettrici di emergenza e macchine elettriche.

8. Bibliografia

[1] Decreto Ministeriale 10 Giugno 1980, Riconoscimento di efficacia di sistemi di sicurezza applicati agli impianti frigoriferi industriali ad ammoniaca

[2] UNI EN 378-2, Sistemi di refrigerazione e pompe di calore - Requisiti di sicurezza e ambientale - Parte 2: Progettazione, costruzione, prova, marcatura e documentazione

[3] Decreto Legislativo 26 giugno 2015, n. 105, Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose

Correlazione tra progettazione di attrezzature a pressione e normativa sugli spazi confinati

G. Vaccaro¹, f. Moncini²

¹ Inail - Uot di Palermo

² Inail - Uot di Torino

Abstract

Scopo della trattazione è individuare correlazioni e discordanze tra i principi della progettazione di attrezzature in pressione (con la relativa Direttiva P.E.D. 2014/68/UE e le connesse norme armonizzate) ed i dettami normativi, le regole, le indicazioni operative elaborate in vari ambiti a salvaguardia dei lavoratori che operano in ambienti sospetti di inquinamento o confinati.

Le considerazioni relative alla compatibilità tra la progettazione e la gestione successiva riguarderanno le attrezzature ante-P.E.D. ancora in esercizio, le attrezzature P.E.D. in esercizio ed in progetto, i dettami del d.lgs. 81/08, le norme e specifiche, estese anche all'ambito europeo, relative all'ambito degli spazi confinati ed ai connessi aspetti antropometrici.

Keywords: spazi confinati, progettazione, verifiche periodiche.

1. Introduzione

Secondo quanto previsto dal d.p.r. 177/2011¹, con particolare riferimento all'art.3 c.3, *"durante tutte le fasi delle lavorazioni in ambienti sospetti di inquinamento o confinati deve essere adottata ed efficacemente attuata una procedura di lavoro specificamente diretta ad eliminare o, ove impossibile, ridurre al minimo i rischi propri delle attività in ambienti confinati"*.

Nel caso specifico verrà affrontata la tematica della salvaguardia dei lavoratori in correlazione con la progettazione di attrezzature/insiemi a pressione che, secondo quanto espresso nell'art.70 c.1 del d.lgs. 81/08, *"devono essere conformi alle specifiche disposizioni legislative e regolamentari di recepimento delle direttive comunitarie di prodotto"*, nella fattispecie la P.E.D., con particolare riferimento al dimensionamento dei passi d'uomo e delle aperture di ispezione, così come previsto nel RES 2.4.

La presente trattazione sarà rivolta ai generatori di vapore a tubi da fumo, per necessità di sintesi ma soprattutto per la caratteristica dell'obbligatorietà biennale della visita interna, imposta prima dal d.m. 01/12/2004 n.329 allegato B, poi dal d.lgs.

¹ "Regolamento recante norme per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi operanti in ambienti sospetti di inquinamento o confinanti, a norma dell'articolo 6, comma 8, lettera g), del d.lgs.81/08".

81/08 allegato VII e quindi dal d.i. 11/04/2011 allegato II punto 4.4, che rende la correlazione di cui sopra ancor più stringente.

Ovviamente è necessario tenere in considerazione anche il concetto espresso dall'art.15 c.1 del d.lgs. 81/08, secondo cui la tutela del lavoratore debba partire dall'eliminazione del rischio alla fonte, con la conseguente limitazione dell'operatività "all'esterno". Quindi nei casi di incompatibilità tra la salvaguardia della salute e della sicurezza e l'intervento in spazi confinati diventa obbligatorio il riferimento a metodologie alternative basate sul progresso tecnico.

2. Il concetto di spazio confinato

Non esiste ancora una definizione a livello normativo.

Per dare un significato agli ambienti sospetti d'inquinamento o confinati si può far riferimento ai concetti espressi da:

- d.lgs. 81/08 art.66 "Lavori in ambienti sospetti di inquinamento" ove si individuano come tali pozzi neri, fogne, camini, fosse, gallerie ed in generale (...) ambienti e recipienti, condutture, caldaie e simili, ove sia possibile il rilascio di gas deleteri (...). Quando possa esservi dubbio sulla pericolosità dell'atmosfera (...).

L'apertura di accesso a detti luoghi deve avere dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi;

- d.lgs. 81/08 art.121 "Presenza di gas negli scavi";
- d.lgs. 81/08 Allegato IV punto 3 "Vasche, canalizzazioni, tubazioni, serbatoi, recipienti, silos";

ed anche, a titolo esemplificativo, da:

- OSHA "Occupational Safety and Health Administration" – U.S.A.

Many workplaces contain areas that are considered "confined spaces" because while they are not necessarily designed for people, they are large enough for workers to enter and perform certain jobs. A confined space also has limited or restricted means for entry or exit and is not designed for continuous occupancy. Confined spaces include, but are not limited to, tanks, vessels, silos, storage bins, tunnels, pipelines, etc. (Molti luoghi di lavoro contengono aree considerate "spazi confinati" perché, sebbene non siano necessariamente progettati per le persone, sono abbastanza grandi da consentire ai lavoratori di entrare ed eseguire determinati lavori. Uno spazio confinato ha anche passaggi limitati o ristretti per l'ingresso o l'uscita e non è progettato per un'occupazione continua. Gli spazi confinati includono, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, serbatoi, recipienti, silos, contenitori di stoccaggio, condutture, tubazioni...);

- HSE "Health and Safety Executive" – "Confined Spaces Regulations 1997" – U.K. *"Confined space" means any place, including any chamber, tank, vat, silo, pit, trench, pipe, sewer, flue, well or other similar space in which, by virtue of its enclosed nature, there arises a reasonably foreseeable specified risk* ("Spazio confinato" indica qualsiasi luogo, compresa qualsiasi camera, cisterna, vasca, silo, fossa, trincea, tubazione, fognatura,

canna fumaria, pozzo o altro spazio simile in cui, in virtù della sua natura chiusa, si presenta un rischio specifico ragionevolmente prevedibile).

Nella presente trattazione si considereranno simili i significati di “luogo confinato”, “ambiente confinato”, “ambiente sospetto di inquinamento”, in quanto simili saranno le considerazioni e le procedure.

3. Aspetti antropometrici

L'accessibilità all'interno di attrezzature a pressione è legata sia a dimensione e forma geometrica dell'apertura sia alla presenza di ostacoli/impedimenti al di là dell'apertura stessa.

Nel caso specifico di generatori a tubi da fumo il fascio tubiero stesso comporta un impedimento all'ingresso.

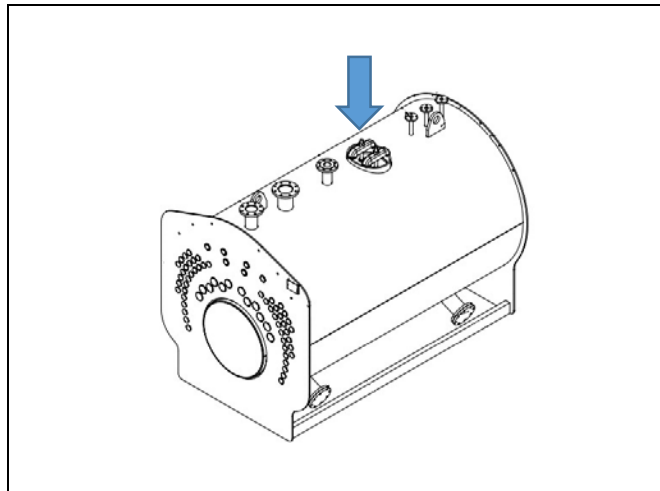


Figura 1. Vista generatore di vapore a tubi da fumo e relativo passo d'uomo

Il d.lgs. 81/08 allegato IV punto 3.1 fa genericamente riferimento a dimensioni minime (*“Le tubazioni, le canalizzazioni e i recipienti, quali vasche, serbatoi e simili, in cui debbano entrare lavoratori per operazioni di controllo, riparazione, manutenzione o per altri motivi dipendenti dall'esercizio dell'impianto o dell'apparecchio, devono essere provvisti di aperture di accesso aventi dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi”*).

Qualora sia necessario l'ausilio ad esempio di autorespiratori, secondo quanto previsto al punto 3.2.4. (*“Quando la presenza di gas o vapori nocivi non possa escludersi in modo assoluto o quando l'accesso al fondo dei luoghi predetti è disagiata, i lavoratori che vi entrano devono essere muniti di cintura di sicurezza con corda di adeguata lunghezza e, se necessario, di apparecchi idonei a consentire la normale respirazione.”*) si deve tener conto anche dell'ingombro di tali dispositivi.

Analogamente, anche nel caso di adozione di DPI le dimensioni minime degli accessi devono tener conto del loro ingombro.

Indicazioni più specifiche, anche se riferite a macchinari in genere, si possono ottenere dalle:

- UNI EN 547-1:2009 "Principi per la determinazione delle dimensioni richieste per le aperture per l'accesso di tutto il corpo nel macchinario"
- UNI EN 547-2:2009 "Principi per la determinazione delle dimensioni richieste per le aperture di accesso"
- UNI EN 547-3:2009 "Dati antropometrici"
- UNI EN ISO 7250-1:2017 "Misurazioni di base del corpo umano per la progettazione tecnologica"

La norma UNI EN 547-3:2009 specifica i requisiti per le misurazioni del corpo umano attualmente accettati, cioè i dati antropometrici, richiesti dalle UNI EN 547-1 e UNI EN 547-2 per calcolare le dimensioni delle aperture di accesso utilizzate nei macchinari. I valori riportati tengono conto del solo corpo nudo, non prendendo in considerazione movimenti del corpo, presenza di indumenti o di attrezzature (es. DPI o autorespiratori) e neanche delle condizioni ambientali. I valori rappresentano una platea di uomini e donne dell'area geografica europea e vengono espressi in percentili (95° - 99°).

La EN 547-1 adotta i valori suddetti per il dimensionamento delle aperture di accesso per l'intero corpo, mentre la EN 547-2 viene applicata per l'accesso di parti del corpo. Nel nostro caso specifico trova maggiormente applicazione la EN 547-1 dovendosi effettuare le visite interne de visu mentre si può ritenere la EN 547-2 utile nel caso di riferimento a tecniche parzialmente in remoto.

Le misure del corpo umano da prendere in considerazione per la progettazione tecnologica sono citate nella UNI EN ISO 7250-1:2017.

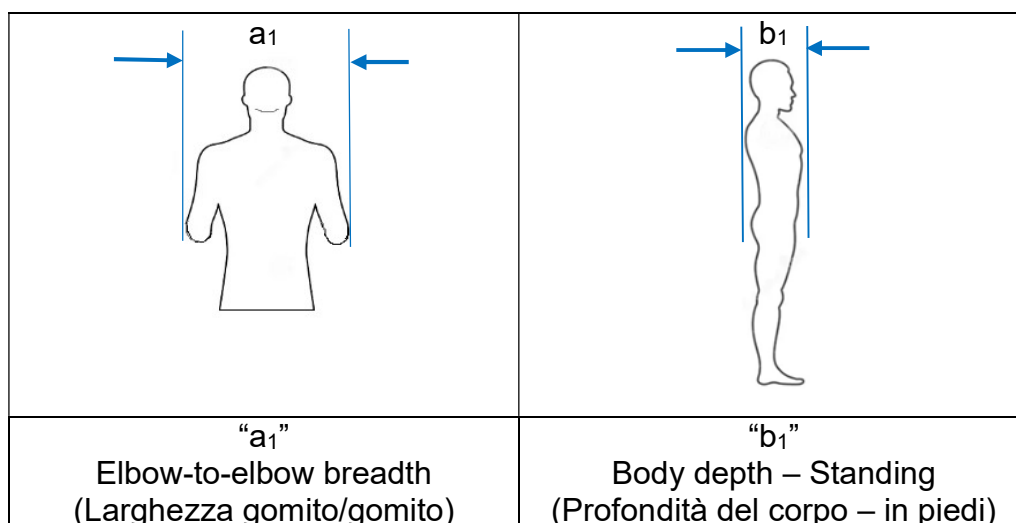


Figura 2. Rappresentazione (profondità e larghezza) del corpo umano per la progettazione tecnologica

È chiaramente specificato nella EN 547-1 che i valori indicati per le aperture di passaggio rappresentino il valore minimo, non quello ottimale, e che nell'ottica della sicurezza i valori risultanti sarebbero, se possibile, da incrementare. Questo ipotetico incremento dovrebbe tener conto anche dell'eventualità di dover evacuare celermente in caso di pericolo.

La EN 547-3 riporta i seguenti valori:

a ₁	Elbow-to-elbow breadth (P95)	545 [mm]
	Elbow-to-elbow breadth (P99)	576 [mm]
b ₁	Body depth (P95)	342 [mm]

Tabella 1. Dati antropometrici al percentile P95/P99

La EN 547-1, che prenderemo in considerazione in quanto, come già detto, calcola i valori minimi delle aperture per l'accesso dell'intero corpo, riporta le seguenti formule:

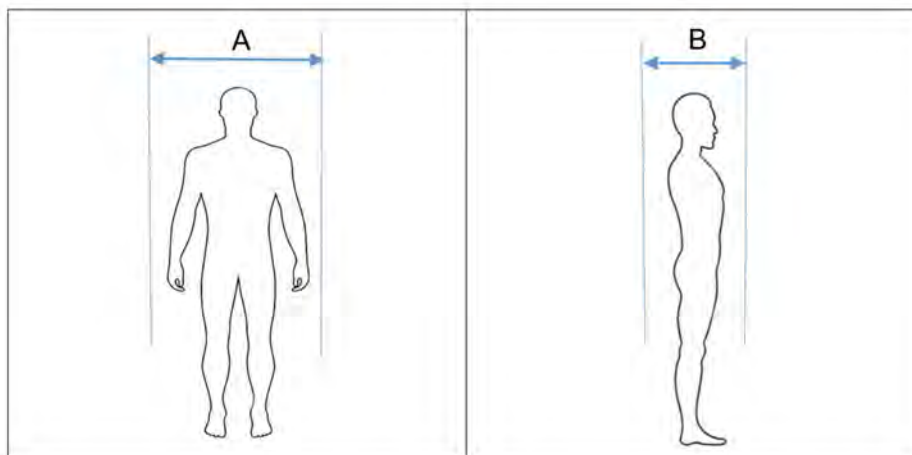


Figura 3. Dimensioni apertura

$$A = a_1 (P95 \text{ or } P99) + y \quad (1)$$

$$B = b_1(P95) + y \quad (2)$$

Volendo applicare il P95 in entrambe le misure:

$$A = 545 + y$$

$$B = 342 + y$$

Il valore "y" rappresenta la tolleranza da aggiungere al valore antropometrico al fine di garantire la salute e la sicurezza dell'operatore che attraversa il passaggio. Il valore da far assumere ad "y" non è tuttavia esclusivamente additivo poiché alcune condizioni si sovrappongono ed il valore effettivo deve essere il risultato di un'integrazione di fattori effettuata da persona esperta.

Tra i fattori che la EN 547-1 individua, quelli applicabili al caso di ingresso in attrezzature a pressione possono essere:

Tolleranza base per il movimento del corpo	50 mm
Abbigliamento da lavoro	20 mm
Abbigliamento invernale pesante o di protezione individuale	100 mm
Trasporto di persona infortunata	200 mm

Tabella 2. Valori di “y” applicabili all’ingresso in attrezzature a pressione

Si può ipotizzare un valore minimo generico che tenga conto, ad esempio, dei primi due fattori, ottenendo:

$$A = 615 \text{ mm}$$

$$B = 412 \text{ mm}$$

Vengono poi individuate dalla norma altre condizioni di accesso quali ad esempio il passo d’uomo con necessità di movimento rapido, un’apertura con entrata in posizione inginocchiata, l’impiego di una scala per l’ingresso nell’apertura.

Rimanendo al caso specifico di ingresso in passo d’uomo di generatore di vapore a tubi da fumo, trattandosi di apertura ellittica, la rappresentazione della configurazione minima è la seguente:

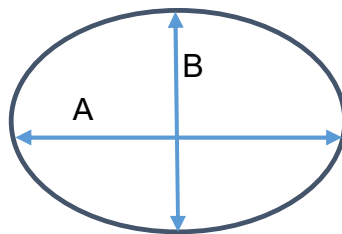


Figura 4. Ellisse dimensioni minime apertura

4. La progettazione

L'allegato VII del d.lgs. 81/08, nonché il d.i. 11/04/2011 che ne disciplina le modalità di effettuazione, prevede che i generatori di vapor d'acqua siano sottoposti a visita interna con periodicità biennale.

Come già detto, il d.lgs. 81/08 art. 66 prevede che le aperture di accesso debbano avere *“dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi”* ed analogamente l'allegato IV punto 3.1 prevede che le tubazioni, le canalizzazioni e i recipienti, quali vasche, serbatoi e simili, in cui debbano entrare lavoratori per operazioni di controllo, riparazione, manutenzione o per altri motivi dipendenti dall'esercizio dell'impianto o dell'apparecchio, debbano essere provvisti di *“aperture di accesso aventi dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi”*.

Il d.lgs. 81/08 fornisce quindi indicazioni solo qualitative in merito al dimensionamento delle aperture.

Prima del d.lgs. 81/08 e prima della Direttiva P.E.D., la Raccolta E2 all'art.10 specificava che la visita interna è "da eseguirsi con l'ausilio di idonei mezzi di controllo e di ispezione" ed il d.p.r. 547/1955³ all'art. 235 specificava, quantitativamente, che "Le tubazioni, le canalizzazioni ed i recipienti, quali vasche, serbatoi e simili, in cui debbano entrare lavoratori per operazioni di controllo, riparazione, manutenzione o per altri motivi dipendenti dall'esercizio dell'impianto o dell'apparecchio, devono essere provvisti di aperture di accesso aventi dimensioni non inferiori a cm 30 per 40 o diametro non inferiore a cm 40".

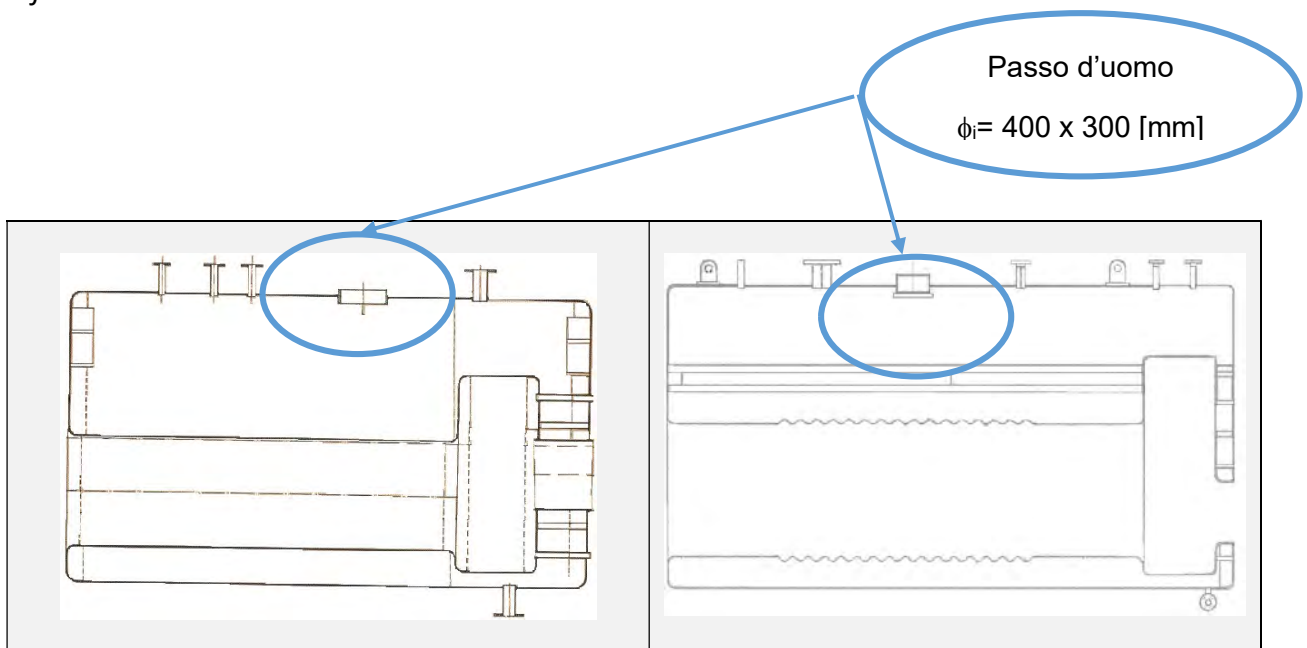


Figura 5. Generatore di vapore ante d.lgs. 81/08 ed ante-P.E.D. (anno 1985)

Figura 6. Generatore di vapore (anno 2001)

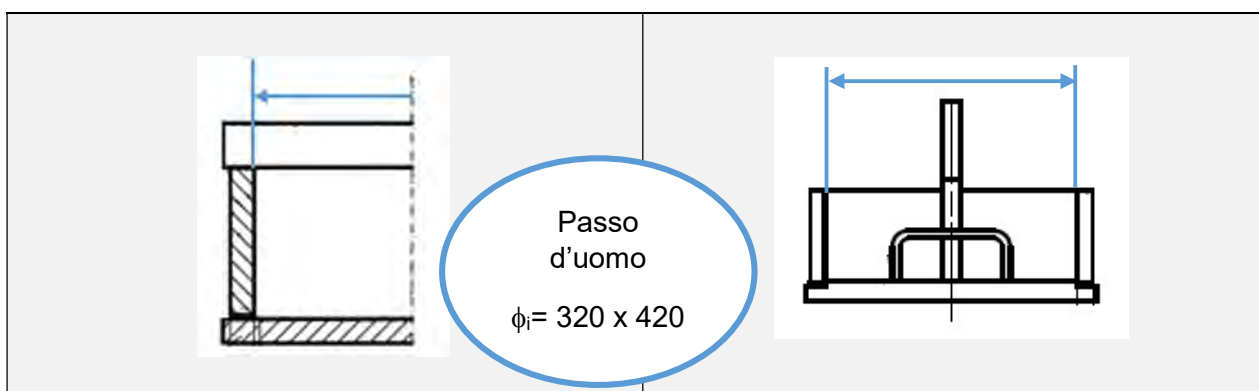


Figura 7. Estratto generatore di vapore (anno 2008)

Figura 8. Estratto generatore di vapore (anno 2018)

² Specificazioni tecniche applicative del d.m. 21/05/1974

³ Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro

Per quanto concerne la UNI EN 12953-3:2016⁴ (punto 14) anche in questo caso ovviamente la progettazione deve prevedere l'accessibilità all'interno per le fasi di ispezione.

I valori minimi del passo d'uomo, in analogia a quanto già espresso in figura 7 e 8, sono:

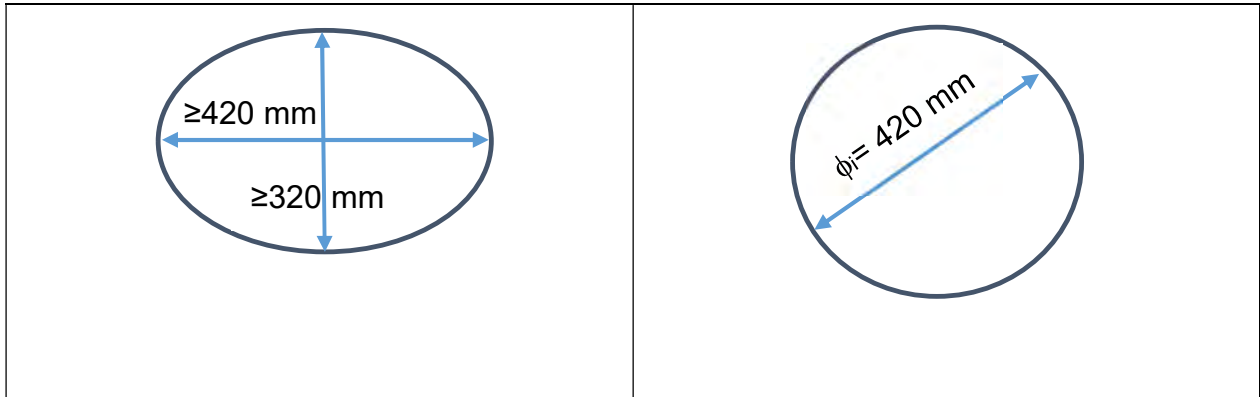


Figura 9. Ellisse minima EN 12953-3:2016

Figura 10. Diametro interno passo d'uomo

L'attenzione viene tuttavia rivolta esclusivamente all'efficacia della visita interna, valutata come direttamente proporzionale alla vicinanza dell'occhio all'elemento. L'impossibilità di effettuare un'ispezione visiva ravvicinata viene comunque contemplata, in mancanza di possibilità oggettiva di ingresso completo (esempio diametro fasciame tra 800 e 1400 mm). In tal caso viene ammesso l'ingresso della sola testa, come requisito minimo.

Per diametri del fasciame $d_o < 800$ mm è permessa la progettazione dei generatori con metodi alternativi mirati al perfezionamento della visita interna, come ad esempio fori per la testa, accessi attraverso connessioni flangiate, scollegamento di tubazioni dai rispettivi bocchelli (purché con $DN \geq 50$) ed in tali casi sono ammesse tecniche di ispezione visiva in remoto⁵, impiegando ad esempio endoscopi.

La luce (g), intesa come distanza minima tra filo inferiore dell'anello dell'apertura e l'interno del generatore, deve essere ≥ 400 mm per permettere l'accesso per intero dell'operatore.

⁴ EN 12953-3:2016 (armonizzata alla P.E.D.) - Caldaie a tubi da fumo – Parte 3: Progettazione e calcolo delle parti in pressione

⁵ RVI Remote Visual Inspection

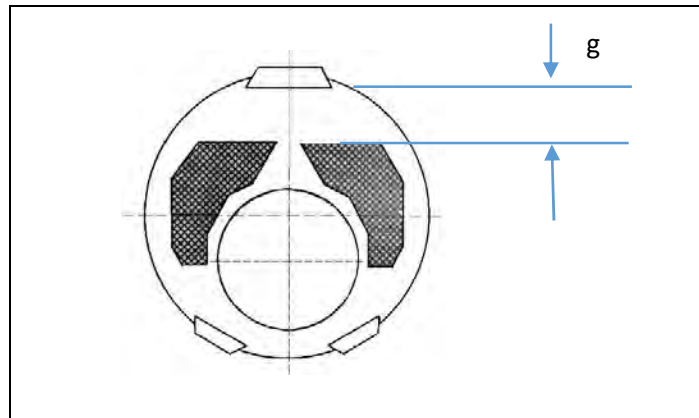


Figura 11. Sezione frontale – distanza passo d'uomo / fascio (UNI EN 12953-3:2016)

In genere tale distanza si attesta, negli attuali generatori, intorno a 600 mm e rappresenta anche l'altezza del percorso orizzontale dell'operatore all'imbocco del passo d'uomo. Questo è anche lo spazio, esiguo, entro cui dover effettuare, in sicurezza, le operazioni di recupero con eventuale ausilio di barella ed eventuale necessità di installazione di sistema di aerazione forzata.

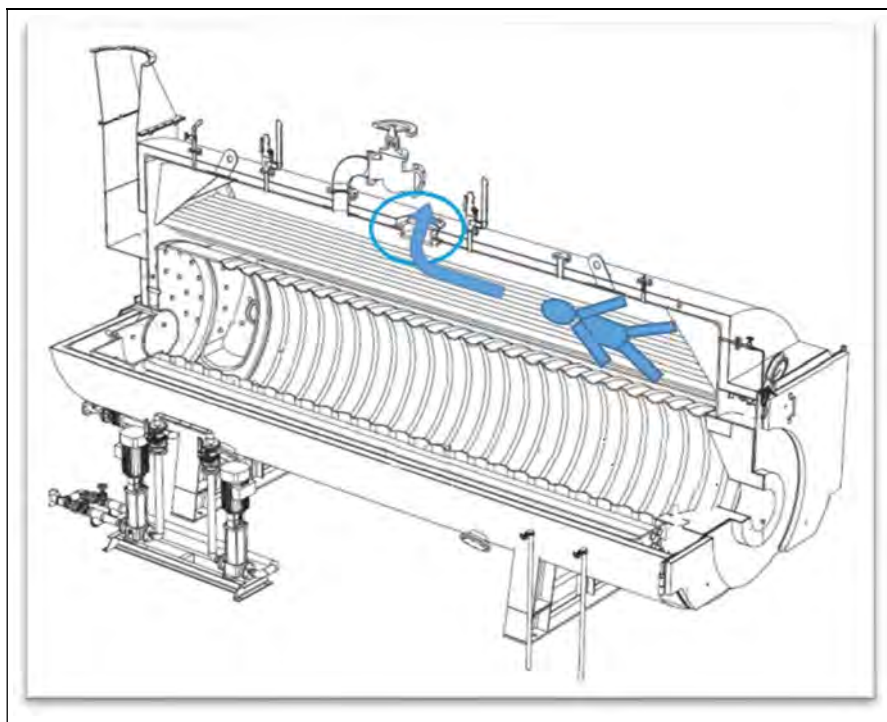


Figura 12. Spaccato generatore tubi fa fumo con operatore infortunato

5. Conclusioni

Quanto fino ad ora espresso fa chiaramente riferimento alla progettazione di attrezzature in pressione, nel caso specifico di generatore di vapore, prevista per la normale sequenza di operazioni (esercizio, verifica, ispezione).

Alla luce di quanto sopra è quindi assodata la consapevolezza da parte del Fabbrikante e del Legislatore della difficoltà di accesso che già si manifesta in queste procedure di routine.

Trattandosi di spazi confinati la progettazione non può tuttavia esulare dal considerare, nel ciclo vita dell'attrezzatura, la gestione globale e quindi anche il caso di recupero di persona infortunata o priva di sensi.

Nei casi di generatori di nuova costruzione si può ipotizzare una soluzione progettuale che garantisca contestualmente il rispetto dei requisiti essenziali di sicurezza imposti dalla Direttiva 2014/68/UE ed il rispetto dei dettami normativi che regolamentano l'ambito degli spazi confinati.

La revisione in quest'ottica dei calcoli di progetto può comportare, tra altri fattori, anche la necessità di compensare le aperture incrementate con un aumento degli spessori delle membrature. Tuttavia, una valutazione in tal senso rimane auspicabile. Nel caso di generatori esistenti, siano essi progettati con codici VSG o EN, ovviamente tale soluzione non è applicabile.

Cercando ugualmente di coniugare le necessità della progettazione (P.E.D. o ante P.E.D.) e della sicurezza nell'ambito degli spazi confinati, gli accessi o le aperture di ispezione possono comunque rappresentare il mezzo necessario a condurre la visita interna in fase di verifica periodica.

Traendo spunto dall'indicazione fornita dalla UNI EN 12953-3:2016 per i generatori con diametro fasciame $d_o < 800$ mm (punto 14.1 lett. c) sarebbe auspicabile la valorizzazione a livello normativo di tecniche d'ispezione visiva in remoto, o altro derivante dal progresso tecnico, per tutte le attrezzature a pressione, ove coniugare i due aspetti non risulti diversamente realizzabile.

6. Bibliografia

[1] <https://www.osha.gov/confined-spaces>

[2] HSE Health and Safety Executive. Confined Spaces Regulations 1997. *Approved Code of Practice and guidance (ACOP)*. Third edition 2014; volume: pag.61.

[3] Comitato regionale di coordinamento art.7 d.lgs. 81/08 Regione Emilia-Romagna. Indicazioni operative in materia di sicurezza ed igiene del lavoro per i lavori in ambienti confinati. Settembre 2019; Pagine 116.

[4] Dipl.-Ing. Rainer Schubert. Salvataggio di persone in serbatoi e spazi angusti: un

[5] problema sottovalutato. KAN Brie. Anno 2013; Volume 2; Pagina 5.

[6] Ing. Adriano Paolo Bacchetta. Spazi confinati: l'accesso negli apparecchi a pressione. Punto Sicuro. Anno 2014; numero 3295; Pagine 8.

[7] UNI EN 547-1:2009 – Sicurezza del macchinario – Misure del corpo umano - “Principi per la determinazione delle dimensioni richieste per le aperture per l'accesso di tutto il corpo nel macchinario”.

[8] UNI EN 547-2:2009 – Sicurezza del macchinario – Misure del corpo umano - “Principi per la determinazione delle dimensioni richieste per le aperture di accesso”.

[9] UNI EN 547-3:2009 – Sicurezza del macchinario – Misure del corpo umano - “Dati antropometrici”.

[10] UNI EN ISO 7250-1:2017 – Dimensioni del corpo umano da utilizzare per la progettazione tecnologica – Parte 1: Definizioni delle dimensioni del corpo umano e dei punti di reperi anatomico.

[11] EN 12953-3:2016 - Caldaie a tubi da fumo – Parte 3: Progettazione e calcolo delle parti in pressione.

Esercizio sicuro di attrezzature critiche nella raffinazione di petroli ad elevato contenuto di zolfo: un approccio innovativo

G. Ancione¹, V. Bartolozzi², P. Bragatto³, M. F. Milazzo¹

¹Dipartimento di Ingegneria, Università di Messina

²Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente

³Dipartimento di Ingegneria, Università Campus Bio-Medico

Abstract

I petroli ad alto contenuto di zolfo consentono di ridurre i costi di approvvigionamento, tuttavia accelerano la corrosione da solfidazione, che può causare perdite di contenimento. In funzione dei valori di temperatura e contenuto di zolfo, le velocità di corrosione possono variare di due ordini di grandezza per il medesimo materiale. Per la gestione del fenomeno, nella pratica corrente, si fa riferimento alle curve di McConomy, in cui la velocità di corrosione è messa in relazione con temperatura, contenuto di zolfo e l'acidità, anche se in realtà il fenomeno è più complesso. Per superare le incertezze insite nella pratica corrente, è stata sviluppata una rete bayesiana, nella quale i dati estratti dalle curve di McConomy si usano per l'addestramento. La rete, alimentata continuamente dai dati di esercizio, consente di stimare la vita utile consumata e gestire in sicurezza il ciclo di vita di scambiatori soggetti a solfidazione. Analogamente è anche possibile controllare il rischio di rottura casuale delle linee. Il modello è stato validato su un periodo pluriennale, durante il quale si sono verificate condizioni molto diverse. L'insieme di dati utilizzato proviene da un impianto reale ed è stato arricchito da dati generati usando le catene di Markov. Il metodo proposto rappresenta un'alternativa dinamica ai metodi classici ed è utile per controllare i rischi di rottura dovuti a solfidazione.

Keywords: Sulfidazione, Reti Bayesiane, Scambiatori di Calore, Raffinerie, Vita Utile Residua, Rotture Casuali.

1. Introduzione

Nel settore petrolifero i costi di approvvigionamento della materia prima incidono fortemente sul costo totale; la lavorazione di grezzi meno pregiati consente il loro abbattimento, sebbene i benefici debbano essere bilanciati con i rischi che ne derivano. L'utilizzo di grezzi aggressivi potrebbe ridurre la vita utile degli impianti ed aumentare la probabilità di incidente [1] a causa del fenomeno della solfidazione. Un report del 2019 dell'American Petroleum Institute [2] riporta almeno 45 incidenti gravi in 30 anni causati da solfidazione dovuta agli alti contenuti di zolfo nelle cariche alle raffinerie. Le conoscenze scientifiche disponibili sull'argomento sono alla base del

metodo pratico adottato per controllare il fenomeno, ma molti aspetti non sono ancora ben compresi e richiederebbero approfondimenti di ricerca [3]. La corrosione da sulfidazione si manifesta a temperature superiori a 220°C e provoca un assottigliamento generale e in qualche caso localizzato. Il fenomeno può essere rapido con rilascio di sostanze infiammabili, spesso al di sopra della loro temperatura di autoaccensione. Si distinguono due meccanismi diversi in funzione del contenuto di idrogeno, che può essere in forma libera o come idrogeno solforato. Se non è presente idrogeno si parla di sulfidazione H₂-free, questo rappresenta il fenomeno più diffuso e su cui si concentra l'attenzione del presente lavoro. Tra le unità di raffineria più colpite dalla sulfidazione c'è la distillazione atmosferica. L'erosione e la corrosione localizzata sono cause concorrenti di migliaia di guasti degli scambiatori, in particolare in quelli realizzati in acciaio al carbonio [4]. L'acciaio al carbonio è il materiale più utilizzato fino a 260°C, in quanto il più economico, ma quando si opera in condizioni più severe, si usano acciai basso legati con contenuti crescenti di cromo, fino al 12%. Dalla metà degli anni 80 si prevedono anche di piccoli quantitativi di silicio (0,2%), che aumentano notevolmente la resistenza alla sulfidazione [5]. Tuttavia, negli impianti più vecchi, gli eventuali adeguamenti dei materiali sono scelti in base a criteri di sostenibilità economica.

La sulfidazione H₂-free dipende dalle caratteristiche del materiale, dalla temperatura, dal contenuto di zolfo, e dall'acidità dovuta alla presenza degli acidi naftenici. La velocità di corrosione aumenta al crescere della temperatura, dell'acidità e dello zolfo, anche se la presenza di composti dello zolfo ha un effetto inibitore sugli acidi naftenici, che comincia attorno ai 220°C ed è particolarmente attivo fra i 300 e i 380°C. La sulfidazione è assente al di sotto dei 220°C; mentre la corrosione naftenica si manifesta con temperature superiori ai 140°C [6].

La dipendenza della velocità di corrosione dalla temperatura e dal contenuto di zolfo e acidità è descritta dalle curve di McConomy, che non tengono conto di quanto segue.

- Il tenore di zolfo è determinato dalla presenza di vari composti alcuni dei quali sono meno attivi ai fini corrosione, stesso discorso vale per l'acidità [7];
- L'esposizione prolungata determina un forte rallentamento della corrosione, per passivazione del materiale, favorita dalla presenza di ossigeno nel fluido [8];
- Le temperature sono misurate al centro del flusso, mentre i valori sulle pareti possono essere più elevati [9], la presenza di particelle solide in sospensione, bolle o vortici possono avere effetti erosivi, sinergici [10]. La corrosione è anche influenzata dalla presenza di altre sostanze, inclusi metalli pesanti e vapore acqueo [3].
- Un fattore moltiplicativo per velocità di flusso superiori a 30,5 m/s tiene conto della fluidodinamica [11], tuttavia flussi superiori alla soglia possono staccare materiale e quelli troppo lenti o stagnanti possono accelerare la corrosione [2].

Le ipotesi semplificative, descritte sopra, sono ragionevoli e le tabelle API permettono di gestire il problema sulfidazione. Non vanno, tuttavia, prese come regole deterministiche ma come ipotesi a priori abbastanza attendibili. L'acquisizione dell'esperienza nelle operazioni del singolo impianto consente di avere i dati a posteriori per aggiustare al contesto le ipotesi a priori secondo un approccio bayesiano. Acquisendo su un periodo di tempo abbastanza lungo i dati di esercizio relativi ad un impianto specifico si possono correggere le probabilità a priori (generiche) ed ottenere le velocità di corrosione aggiornate, o meglio, la distribuzione di probabilità per le diverse velocità di corrosione, aggiornate in base al contesto attuale. L'obiettivo di questo lavoro è presentare come questo approccio bayesiano possa essere declinato in alcune situazioni pratiche, che si presentano in una raffineria che lavora anche grezzi ad alto contenuto di zolfo.

2. Valutazione del RUL di attrezzature soggette a sulfidazione

La vita utile residua RUL è uno dei parametri più rappresentativi per indicare il grado di affidabilità di un'attrezzatura in esercizio. Esso rappresenta l'intervallo di tempo a partire dal momento presente durante il quale l'attrezzatura può essere esercitata in sicurezza. In un approccio convenzionale, il RUL al tempo t è semplicemente il tempo di vita utile definito dal progettista, con riferimento particolare ai sovrassessori, sottratto del tempo trascorso dalla sua messa in esercizio t_0 . In un approccio più evoluto (approccio RBI), il RUL sarà ricalcolato ogni volta che si svolge un'ispezione sull'attrezzatura per la verifica delle condizioni reali, considerando, fra l'altro, gli eventuali sovrassessori restanti.

Le raffinerie sono organizzate secondo il modello RBI, che permette di calcolare i RUL delle varie attrezzature e fissare, di conseguenza, la periodicità delle ispezioni. La metodologia RBI tiene conto degli effetti dei vari meccanismi di deterioramento, nonché di tutte le condizioni tecniche e gestionali che possono influire negativamente o positivamente sulla vita delle attrezzature. Sulla base delle aspettative di vita utile calcolate ad un certo tempo si calcola anche l'intervallo delle ispezioni in modo da minimizzare i rischi.

Le Integrity Operating Windows (IOW) hanno introdotto una certa flessibilità nella pratica lavorativa [12]. Le IOW fondamentalmente tengono conto delle variazioni dei parametri operativi che occasionalmente si verificano durante il funzionamento dell'impianto. Tali variazioni possono essere ad esempio dovute alle caratteristiche dei grezzi lavorati e il loro effetto si riflette sulla RUL attesa. L'approccio, proposto dall'API 584 [12], ha molti punti di forza ed alcuni punti deboli. Tra i punti di forza ci sono l'integrabilità con l'approccio RBI, descritto dalla API 581, e l'introduzione di un maggiore dinamismo nell'analisi.

Attraverso l'approccio RBI tradizionale, si ottiene una previsione dell'integrità di recipienti e tubazioni nel medio e lungo termine, della vita utile residua RUL e dell'intervallo prima della prossima ispezione. Con l'introduzione delle finestre operative, la previsione iniziale può essere aggiustata tenendo conto del cambiare

del contesto operativo. In particolare, nel caso specifico della sulfidazione, la lavorazione di grezzi più ricchi di zolfo del previsto può far operare l'impianto "fuori" dalle finestre operative, cioè in condizioni di corrosione accelerata, a causa delle quali occorrerà tener conto della rivalutazione del tempo di vita utile e del programma ispettivo. Questo porta indubbiamente grandi vantaggi rispetto all'approccio tradizionale, costituendo di fatto il primo passo verso una analisi RBI dinamica. Nella Figura 1 è mostrato un periodo di esercizio fuori dalla finestra operativa e l'influenza sul livello di rischio e sul tempo di vita atteso. Nel dettaglio il RUL risulta ridotto a causa del tempo passato fuori della finestra operativa.

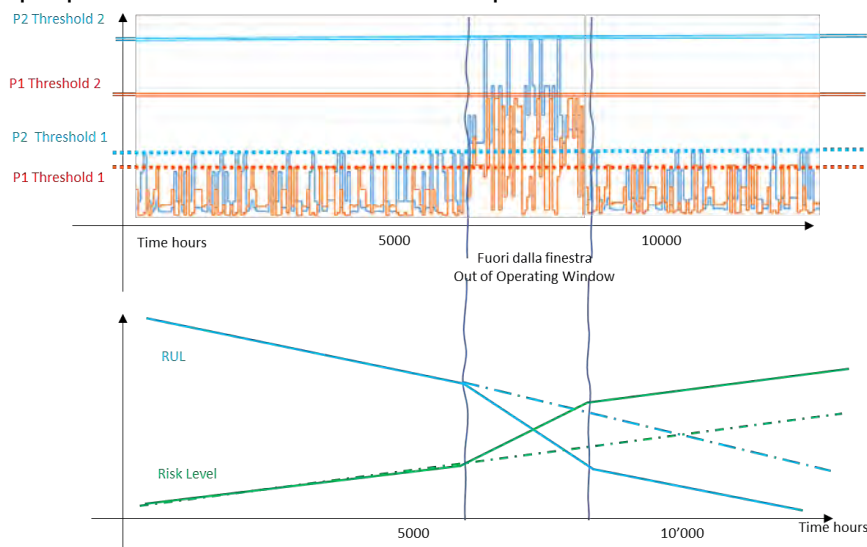


Figura 1. Andamento del RUL e del rischio a causa di sforamenti dalla IOW.

L'approccio delle IOW presenta alcuni punti di debolezza che lasciano aperti spazi di miglioramento e di ricerca. Di seguito si riporta una sintesi. Nelle applicazioni usuali dell'API 584 si presuppone che il rischio cresca in modo lineare al diminuire del RUL, ciò non è coerente con il ben noto andamento della curva a vasca da bagno. I parametri operativi presi in considerazione nelle applicazioni IOW sono pressione, temperature e flussi, non sono inclusi parametri complessi, quali la composizione chimica, la presenza di particolato sospeso o la turbolenza; inoltre, i limiti dei parametri operativi non sempre sono semplici da definire e spesso occorre combinare più parametri fra loro. In situazioni molto dinamiche, l'aggiustamento dei risultati l'analisi RBI fatta in precedenza può essere insufficiente a controllare la situazione; questo può essere il caso di un contesto economico e politico molto incerto che implichi una variazione continua dei grezzi da trattare e conseguentemente dei fenomeni corrosivi collegati.

1.2 Valutazione dinamica del RUL

L'approccio proposto in questo lavoro cerca di superare i limiti del metodo IOW sfruttando le potenzialità delle reti Bayesiane. Una rete Bayesiana (BBN) è un modello

grafico i cui nodi rappresentano variabili casuali discrete o continue. I nodi sono connessi da archi direzionali che rappresentano i nessi causali fra variabili.

Una BBN è stata sviluppata per monitorare l'effetto della sulfidazione negli scambiatori di calore (Figura 2). Le regole, che associano la velocità di corrosione a temperatura, acidità (TAN) e contenuto percentuale di zolfo, sono probabilistiche, quindi, permettono di gestire le incertezze connesse al fenomeno della corrosione, tenendo conto meglio della continuità del fenomeno rispetto ai parametri. La perdita di vita utile nel periodo di osservazione ΔRUL è il nodo finale della rete che ha come nodi genitore la velocità di corrosione e le condizioni dell'attrezzature all'inizio del periodo di osservazione. Questo termine non è meno importante della velocità perché, quando si è vicini al termine della vita utile, aumenta la vulnerabilità del materiale secondo la citata bath-tube curve. La velocità di corrosione ha come nodi genitore la temperatura, TAN e contenuto di zolfo. La rete sviluppata combina dati quantitativi, cioè misure, con valutazioni quantitative fornite degli esperti.

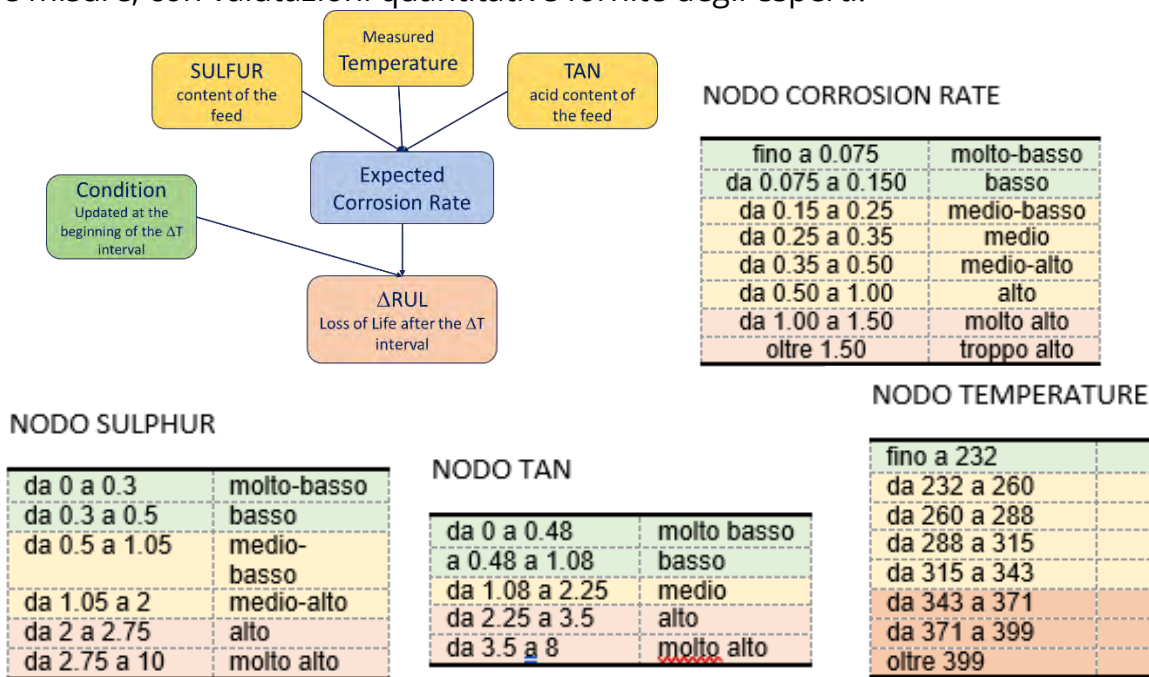


Figura 2. Rete bayesiana per la valutazione dinamica del RUL.

Nella BBN, zolfo, TAN e temperatura e corrosione sono nodi quantitativi, mentre le condizioni è un nodo qualitativo. Lo scopo della rete è calcolare, a partire un certo tempo t_i , la probabilità di perdita di vita utile ΔRUL dopo un certo tempo Δt . ΔRUL dipenderà della distribuzione probabilistica dei tre fattori influenti sulla sulfidazione tra gli stati riportati in Figura 2. La velocità di corrosione è un nodo intermedio, collegato ai tre nodi precedenti in base alle curve di McConomy. Gli stati del nodo "condition" rappresentano la percentuale di vita consumata (Figura 3). Questo nodo tiene conto dell'effetto "bath tube curve", in pratica quando l'attrezzatura si avvicina al termine della vita utile, la probabilità di guasto cresce, aumentando la probabilità

di una perdita di vita maggiore. In pratica si individuano quattro condizioni possibili: normale, attenzione, critica e molto critica.

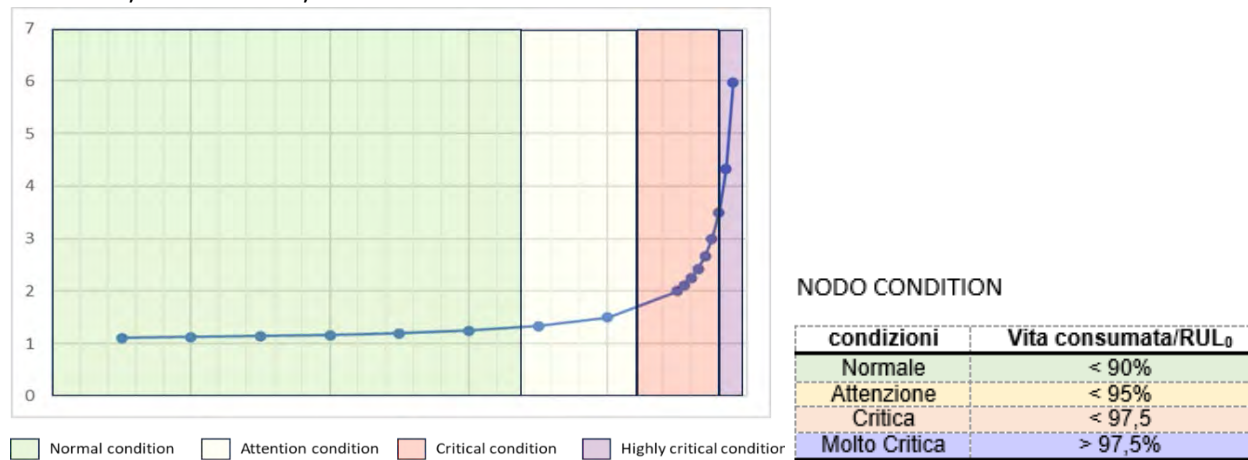


Figura 3. Rappresentazione nodo "Condition" e relativi stati.

La BBN serve a calcolare la distribuzione di probabilità di vita consumata dopo un tempo Δt . Il nodo ΔRUL rappresenta il risultato ottenuto ed ha cinque possibili stati. Per ogni stato la perdita di vita utile è confrontata con il tempo trascorso. Secondo le aspettative a priori il tempo trascorso e la perdita di vita utile coincidono. Se la corrosione è meno aggressiva di quanto previsto e le condizioni sono buone il consumo di vita utile sarà minore del tempo trascorso. Al contrario se la corrosione sarà più aggressiva e magari le condizioni peggiori il consumo di vita utile sarà un multiplo del tempo trascorso. In modo più formale:

$$\Delta RUL = \sum_{j=1}^N w_j \cdot p_j \cdot \Delta t \quad (1)$$

dove N = numero di stati, w_j = fattore moltiplicativo associato allo stato j -esimo per conversione da tempo trascorso a vita consumata, p_j = probabilità stato j -esimo. Il numero di stati e il relativo "peso" sono definiti sulla base del parere di esperti. In Figura 4 si riportano i valori w_j e N per il caso studio illustrato nella sezione successiva. Nota la distribuzione degli stati del nodo "vita consumata", l'Equazione (1) si riscrive come segue:

$$\Delta RUL_i = (w_1 \cdot p_1 + w_2 \cdot p_2 + w_3 \cdot p_3 + w_4 \cdot p_4 + w_5 \cdot p_5) \cdot \Delta t_i \quad (2)$$

All'intervallo di tempo i -esimo, la RUL risultante sarà:

$$RUL_{i+1} = RUL_i + \Delta RUL_i \quad (3)$$

NODO ΔRUL

	w_i		
ridotto	0,5	meglio rispetto alle aspettative	corrosione rallentata
normale	1,0	allineato rispetto alle aspettative	corrosione nella media
alto	2,0	peggio rispetto alle aspettative	corrosione più alta
molto alto	3,0	molto peggio rispetto alle aspettative	corrosione altissima
inaccettabile	4,0	estremamente peggio	Condizioni inaccettabili

Figura 4. Stati nodo ΔRUL .

Il valore iniziale RUL_0 è calcolato a priori in occasione dell'ultima fermata dell'impianto con ispezione completa. La RUL ad ogni ciclo di calcolo sarà aggiornata al tempo t_{i+1} . Ad ogni intervallo di tempo gli stati dei nodi zolfo, temperatura e TAN, si aggiornano in base ai dati rilevati nell'intervallo di tempo Δt , mentre per il nodo condizioni si fa riferimento ai risultati del ciclo precedente. Ad ogni ciclo, la RUL risultante andrà confrontata con RUL_0 per ricalcolare il nuovo stato del nodo condizione (vedi tabella in Figura 3). Con questa soluzione è stato possibile introdurre la dipendenza dal tempo nelle BBN.

Gli stati del nodo condizione supportano la scelta dell'intervallo di tempo che intercorre per la successiva ispezione. Infatti, se le condizioni sono buone si potrà prendere un valore abbastanza lungo, ad esempio annuale, e su quella base raccogliere i dati e ripetere il ciclo di aggiornamento del RUL. Quando le condizioni passano via negli stati attenzione, critica e molto critica gli intervalli vanno ridotti drasticamente. I valori suggeriti sono rispettivamente 6, 3 e 1 mesi rispettivamente per gli stati di attenzione, critico e molto critico. Il ciclo di calcolo verrà ripetuto dal tempo iniziale quando $RUL = RUL_0$ fino a quando si arriverà alle condizioni $RUL_{fin+1} \leq 0$. Sotto queste condizioni l'esercizio dell'attrezzatura per un ulteriore intervallo di tempo non è consentito. Quando applicando l'Equazione (3) si prevede che la RUL dopo un intervallo Δt assuma valori negativi è obbligo fermare l'esercizio per non incorrere in condizioni inaccettabili.

3. Caso Studio

Il modello è stato validato su un periodo pluriennale in cui si sono verificate condizioni molto diverse. Il caso studio è un'unità di distillazione atmosferica (topping), l'attenzione si è concentrata su l'ultimo scambiatore (M1) posto in testa ad un treno di preriscaldamento che porta la temperatura del grezzo, prima di entrare nel forno a circa 240°C e sulla linea da forno a colonna (M2). Il materiale è acciaio al carbonio in M1 e acciaio basso legato con cromo e molibdeno (tipicamente 5% Cr) in M2. I sovrassessori sono definiti in modo tale che le parti dello scambiatore abbiano un'aspettativa di vita utile sufficientemente lunga (tipicamente 15-20 anni) anche se eserciti con cariche relativamente aggressive, in termini di TAN e di contenuti di zolfo. Lo schema dell'impianto generico è riportato in modo semplificato nella Figura 5.

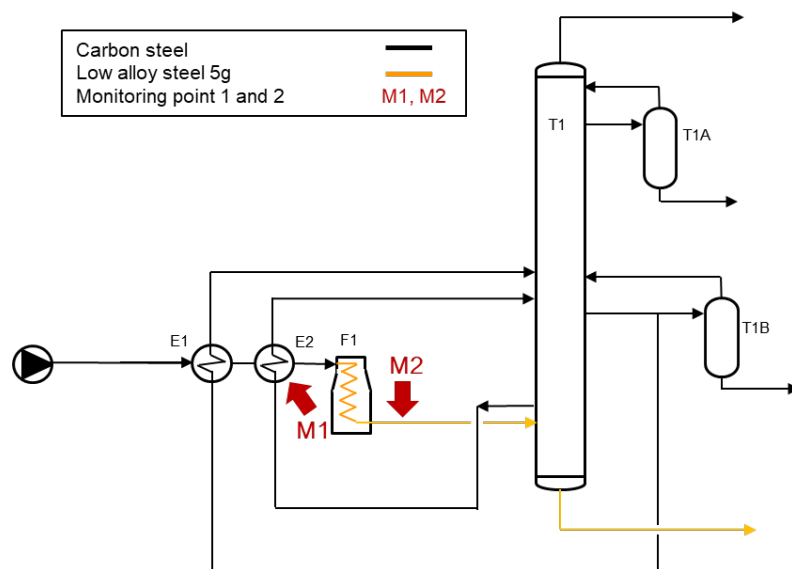


Figura 5. Schema unità distillazione: M1 = scambiatore, M2 = linea da forno a colonna.

3.1 Set di dati

I dati di letteratura disponibili sulla velocità di corrosione in funzione di temperatura, TAN e contenuto di zolfo (tabelle allegato 2.B.3 della linea guida API 581:2016) sono stati usati per l'addestramento della rete. La fase successiva è stata il caricamento dei dati di monitoraggio. I dati disponibili fanno riferimento a un mese di monitoraggio e sono la temperatura misurata su base oraria e lista dei grezzi utilizzati (contenuto di zolfo e TAN). Essendo l'arco temporale della raccolta dati non sufficiente per l'esecuzione delle simulazioni, sono state generate alcune sequenze credibili di TAN, zolfo e temperature, adatte a coprire un periodo di osservazione pari a 5 anni. Per la generazione dei dati sintetici si è utilizzata una catena di Markov omogena, accoppiando un generatore casuale di numeri con la matrice di transizione si ottiene un andamento variabile della temperatura, che è simile, ma non identico, all'andamento nel periodo iniziale.

3.2 Greggi trattati

Per quanto riguarda i grezzi trattati, è stata immaginata una rotazione continua di quelli descritti in Tabella 1 in termini di contenuto di zolfo e TAN. Per rendere più significativi i dati si è anche immaginato che in certi periodi si scegliesse di lavorare solo grezzi di migliore qualità (Crude 01÷08), mentre in altri periodi non ci fossero limitazione e si lavorassero anche i greggi peggiori, per i ipotizzate opportunità commerciali.

Crude type	SULFUR	TAN
Crude 01	0.14	0.36
Crude 02	0.17	0.31
Crude 03	0.28	0.85
Crude 04	0.47	0.03
Crude 05	0.51	1.55
Crude 06	1.4	0.05
Crude 07	1.96	0.11
Crude 08	2.39	0.07

Crude type	SULFUR	TAN
Crude 09	2.3	1.6
Crude 10	2.64	3.44
Crude 11	2.71	3.7
Crude 12	3.15	2.46
Crude 13	3.15	0.61
Crude 14	4.08	0.2
Crude 15	5.54	1.24

Tabella 1. Composizione dei 15 tipi di grezzo trattati nell'impianto

4. Risultati

In Figura 6 si riportano le distribuzioni di probabilità per le variabili di monitoraggio e per il nodo target relativamente ad un anno di simulazione e per il punto di monitoraggio M1 (scambiatore di calore in acciaio al carbonio). Occorre precisare che le condizioni iniziali sono assegnate in accordo a un RUL rimanente. Attraverso il consumo di vita utile e utilizzando l'Equazione (3), è possibile ricalcolare le condizioni dopo un $\Delta t = 1$ anno e avviare una nuova elaborazione su un successivo periodo di monitoraggio. Nella Figura 6(c) si riporta l'elaborazione a 9 anni in servizio, il periodo di monitoraggio è un anno. Dopo 9 anni, il RUL è notevolmente ridotto e sarà necessario ridurre l'intervallo di monitoraggio oppure intraprendere delle azioni (ispezione). In Tabella 2 si riportano i risultati di alcuni di cicli di elaborazioni in M1. Si osserva che al quinto ciclo (9 anni e 6 mesi), partendo da una condizione normale e inserendo i dati relativi a 6 mesi di monitoraggio si passa a una condizione di attenzione. L'elaborazione all'ottavo ciclo non è eseguita in quanto già le condizioni sono in partenza molto critiche.

Analogamente, in Figura 7 si riportano i risultati per il punto di monitoraggio M2 (tubazione in acciaio al cromo 5%). In Tabella 3 si riportano i risultati di alcuni di cicli di elaborazioni in M2. Si osserva che analogamente a quanto accade per l'elemento M1, a partire dal quinto ciclo si passa a condizioni di attenzione e poi critica, con conseguente riduzione dei tempi di osservazione da 12 a 6, 3 e 1 mese.

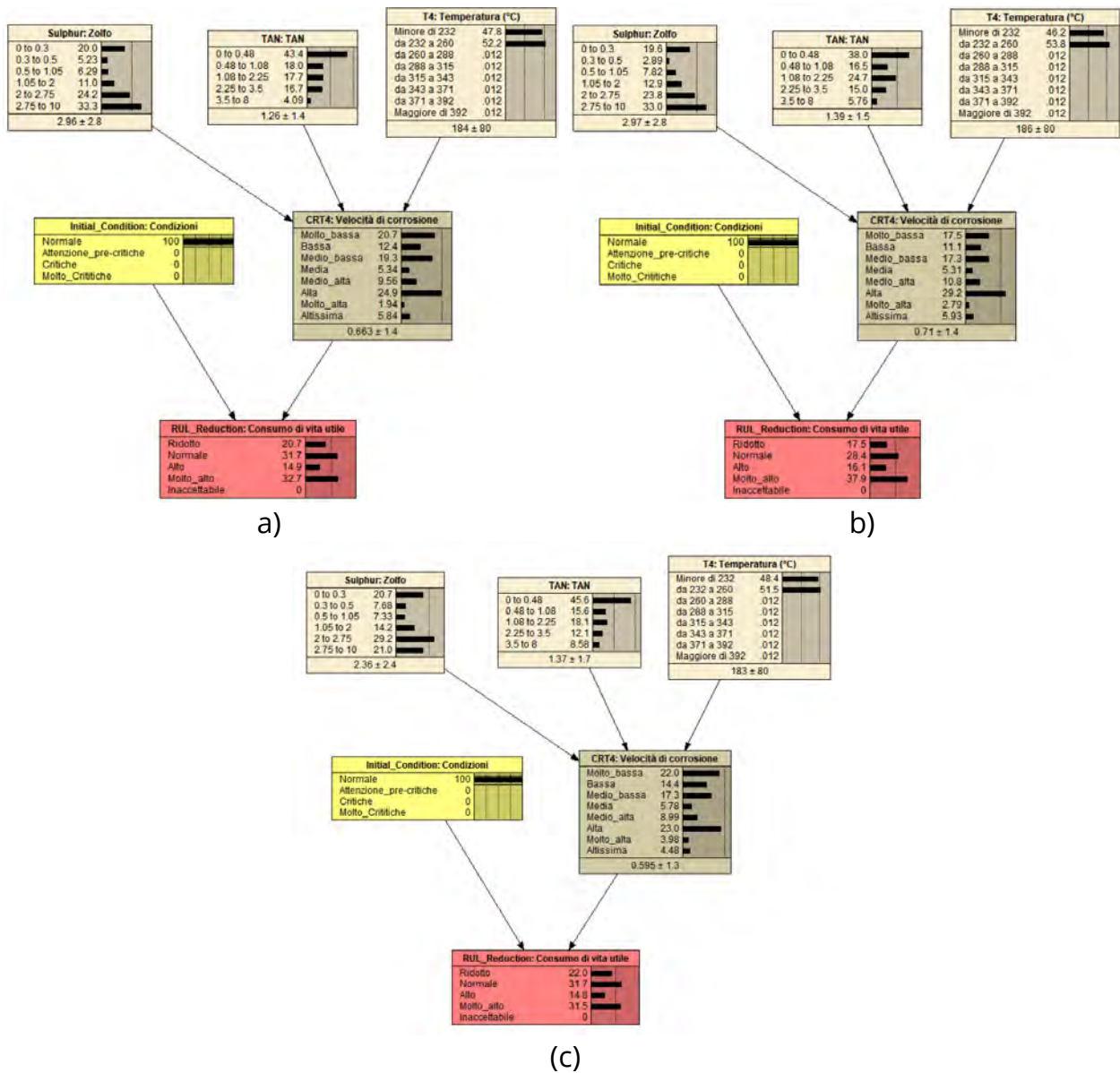


Figura 6. Risultati per M1, consumo di vita utile a 6, 7, 9 anni (righe 1,2 e 4 in tabella)

ID	Periodo in servizio	Condizioni iniziali	Δt_i (mesi)	Consumo di vita (anni)	RUL _{i+1} (anni)	Condizione finale
1	6	Normale	12	0,96	4.04	Normale
2	7	Normale	12	1.06	2.98	Normale
3	8	Normale	12	1.01	1.97	Normale
4	9	Normale	12	0.94	1.03	Normale
5	9 + 6 mesi	Normale	6	0.48	0.55	Attenzione
6	9 + 9 mesi	Attenzione	3	0.31	0.24	Critica
7	9+ 10 mesi	Critica	1	0.15	0.09	Molto-Critica
8	9 + 11 mesi	Molto-Critica	--	--	--	--

Tabella 2. Elaborazioni del consumo di vita per vari periodi di monitoraggio (M1)

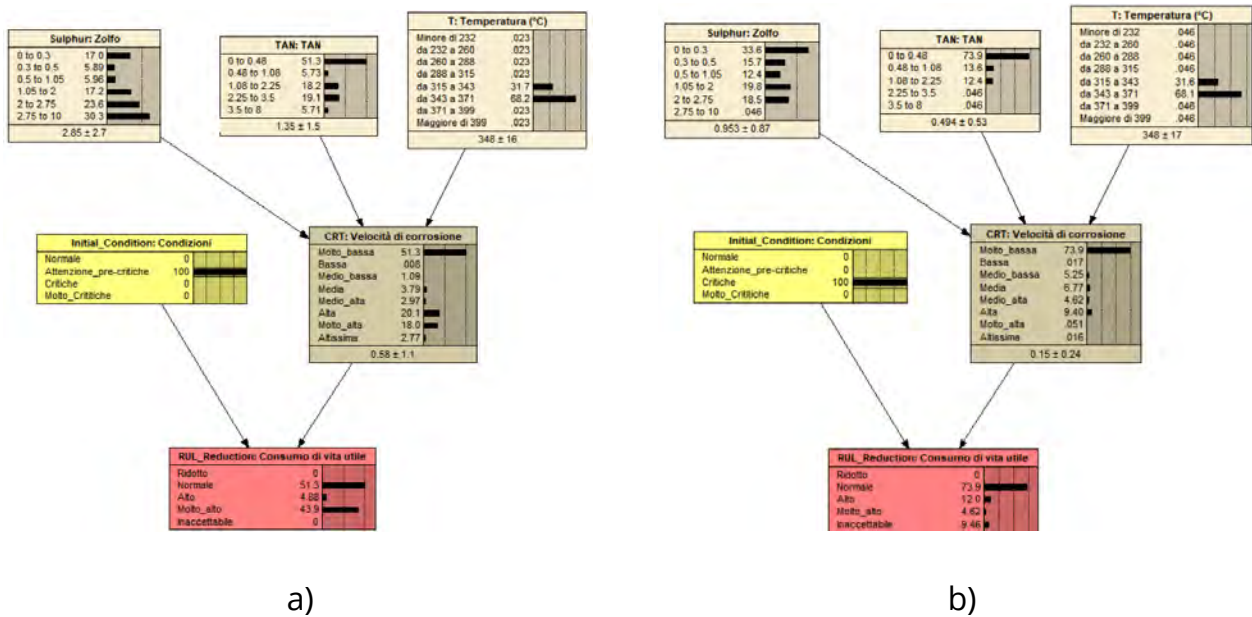


Figura 7. Risultati per M2, consumo di vita utile a 9,5 e 9,75 anni (righe 5 e 6 in tabella)

ID	Periodo in servizio	Condizioni iniziali	Δt_i (mesi)	Consumo di vita (anni)	RUL _{i+1} (anni)	Condizione finale
1	6	Normale	12	0.96	4.04	Normale
2	7	Normale	12	1.07	2.97	Normale
3	8	Normale	12	1	1.97	Normale
4	9	Normale	12	0.92	1.05	Normale
5	9 + 6 mesi	Normale	6	0.45	0.60	Attenzione
6	9 + 9 mesi	Attenzione	3	0.3	0.30	Critica
7	9+ 10 mesi	Critica	1	0.15	0.15	Molto-Critica
8	9 + 11 mesi	Molto-Critica	--	--	--	--

Tabella 3. Elaborazioni del consumo di vita per vari periodi di monitoraggio (M2)

5. Conclusioni

Per poter cogliere le opportunità di mercato, l'industria petrolifera ha sviluppato tecniche sofisticate per poter lavorare con profitto e sicurezza materie prime difficili, quali i petroli ad alto contenuto di zolfo. In questo ambito il controllo della corrosione da sulfidazione a caldo è una delle sfide maggiori da affrontare. Per gestire questo problema, negli ultimi anni, i gestori hanno adottato l'approccio delle finestre operative IOW, integrato all'interno della gestione RBI. L'approccio della rete bayesiana proposto in questo lavoro appare innovativo in quanto consente di superare i limiti di dinamicità connessi con gli approcci correnti per la gestione della

vita utile degli impianti soggetti alla sulfidazione a caldo. La rete è stata sottoposta a test su un periodo di tempo di 10 anni.

A seguito della transizione energetica in corso, si potrebbe obiettare che in futuro, l'interesse verso i grezzi difficili è destinato inevitabilmente a diminuire. In realtà i tempi della transizione non sono veloci ed è probabile che acuendosi le instabilità del mercato energetico ci possa essere nell'immediato persino un temporaneo aumento di interesse per la raffinazione dei grezzi difficili. L'aspetto più importante è che i risultati mettono inoltre in evidenza la forza dell'approccio bayesiano dinamico, su problemi complessi di corrosione, per i quali vi è livello di conoscenza piuttosto empirico con notevoli margini di incertezza.

6. Ringraziamenti

Il lavoro è stato finanziato dall'INAIL all'interno del progetto BRIC 2019, ID = 2 DYN-RISK.

Si ringrazia la ditta ISAB s.r.l. di Priolo-Gargallo (SR) per la preziosa collaborazione.

7. Bibliografia

[1] Farrell, D., & Roberts, L. (2010, March). *A Study of high temperature sulfidation under actual process conditions. In NACE CORROSION (pp. NACE-10358). NACE.*

[2] API RP 939 *Guidelines for Avoiding Sulfidation (Sulfidic) Corrosion Failures in Oil Refinery*, 2019, American Petroleum Institute US.

[3] Rebak B. Sulfidic corrosion in refineries - a review. *Corrosion Reviews*. 2011, 29: 123-133

[4] Ali M., Ul-Hamid A., Khan T., Bake A., Butt H., Bamidele O.E., Saeed A. Corrosion-related failures in heat exchangers. *Corrosion Reviews*, 2021, 39(6): 519-546.

[5] Hau J. Predicting sulfidic and naphthenic acid corrosion. *Corrosion*, 2009, 65(12):831-844.

[6] Grim L., Tillema D., Cutchen S., Wingard M., Johnson A. CSB investigation of Chevron Richmond refinery pipe rupture and fire. *Process Safety Progress*, 2015. 34(4): 355-359.

[7] Ott B., Reza A. Considerations in Developing an Inspection Plan for Petrochemical Equipment in Sulfidation Service. *The 30th International Ocean and Polar Engineering Conference. OnePetro*, 2020.

[8] Sharifi-Asl S., Liang A., Cooke D., Chapman D.R., Chaloner-Gill B., Kuperman A.E. High-temperature sulfidic corrosion of carbon steel in model oil/sulfur compound blends. *Corrosion. OnePetro*, 2017.

- [9] Siva R., Mageshwaran G., Kallat S., Jeevahan J. Experimental investigation on the effect of corrosion and erosion on the shell and tube type heat exchanger. *International Journal of Ambient Energy*, 2021, 42(7):816-822.
- [10] M. Rezaei, Z. Mahidashti, S. Eftekhari, E. Abdi, 2020 Rezaei, M., Mahidashti, Z., Eftekhari, S., & Abdi, E. (2021). A corrosion failure analysis of heat exchanger tubes operating in petrochemical refinery. *Engineering Failure Analysis*, 119, 105011.
- [11] API RP 581 *Risk-Based Inspection Methodology*, 2016, 3rd edition American Petroleum Institute US.
- [12] API RP 584 *Integrity Operating Windows*, 2014, 2nd edition, American Petroleum Institute US.

L'utilizzo della Realtà Aumentata per la gestione dell'invecchiamento delle apparecchiature critiche attraverso un Sensore Virtuale

G. Ancione¹, P. Bragatto², R. Saitta¹, G. Fiumara³

¹ Università di Messina, Dipartimento di Ingegneria

² Università Campus Bio-Medico di Roma, Dipartimento di Ingegneria

³ Università di Messina, Dipartimento di Scienze Matematiche e Informatiche, Scienze Fisiche e Scienze della Terra

Abstract

Nell'industria di processo tutti i sistemi di contenimento primari sono soggetti a forme di deterioramento. Per gestire il rischio di incidenti rilevanti dovuti a tale fenomeno, la normativa vigente prevede controlli periodici per verificare le condizioni di salute (invecchiamento dell'apparecchiatura). Per supportare l'ispezione nell'affrontare questo compito, è stato progettato e sviluppato un Sensore Virtuale. Si tratta di un sistema, composto da hardware e software, che utilizza modelli matematici e la Realtà Aumentata per assistere le ispezioni in campo per il monitoraggio e la previsione dell'invecchiamento delle apparecchiature. Il Sensore Virtuale raccoglie informazioni relative al deterioramento e restituisce il tasso di corrosione, la probabilità del pit critico, l'evoluzione della corrosione tramite mappe di corrosione iso-linee e il RUL; infine, consente di visualizzare lo stato dell'attrezzatura attraverso la Realtà Aumentata (ad esempio, mediante mappe di spessore e tabelle che vengono sovrainpresse all'attrezzatura). Lo scopo di questo lavoro è presentare l'applicazione software e la sua interfaccia grafica, che è stata migliorata per ridurre al minimo gli errori dovuti all'interazione uomo-macchina. Un caso studio è stato utilizzato per mostrare il funzionamento del sensore virtuale.

Keywords: Invecchiamento apparecchiature critiche; Ispezioni; Realtà aumentata, Sensore virtuale, Safety.

1. Introduzione

Le tecnologie innovative come l'Internet of Things (IoT), l'intelligenza artificiale, big data, il cloud computing, i sistemi cyber-fisici, l'interconnettività, la realtà aumentata, ecc. hanno caratterizzato lo sviluppo dell'Industria 4.0 attraverso l'integrazione di sistemi fisici e digitali. Essi hanno portato molti vantaggi nel settore industriale, che si sono tradotti in maggiore efficienza, redditività, innovazione, personalizzazione, prestazioni [1]. Un altro aspetto importante da menzionare, come elemento di forza per l'Industria 4.0, è sicuramente il potenziale supporto per il miglioramento della

gestione della sicurezza, anche se attualmente ci sono solo pochi studi che analizzano l'integrazione tra la gestione della sicurezza e l'Industria 4.0 [2]. Tra questi, Gisbert et al. [3] hanno considerato che la tecnologia dell'informazione e le comunicazioni wireless consentono una rilevazione continua ed efficace dei pericoli sul luogo di lavoro, mentre Beetz et al. [4] hanno affermato che lo sviluppo di robot dedicati alla sicurezza potrebbe essere in grado di riconoscere azioni che possono causare lesioni ai lavoratori; Podgorski et al. [5] hanno osservato che l'equipaggiamento di protezione individuale, fornito di tecnologia di automazione, viene adottato nelle fabbriche intelligenti per ottenere una migliore gestione della sicurezza. Altri autori hanno invece evidenziato che l'intelligenza artificiale e le sue declinazioni mostrano di avere un grande potenziale soprattutto per quanto riguarda la manutenzione predittiva, ad esempio migliorando la diagnosi dei guasti critici degli equipaggiamenti [6,7] di macchine rotanti [8] o sistemi di trasporto [9] riducendo o eliminando le minacce per la sicurezza delle persone, delle merci e dell'ambiente.

L'Industria 4.0 mira a digitalizzare la produzione attraverso la condivisione e l'analisi delle informazioni, nonché la connessione tra esseri umani e macchine [10]. Le interazioni tra macchine e macchine e tra esseri umani e macchine rappresentano aspetti fondamentali di questo processo di digitalizzazione [2]; tuttavia, non sono prive di svantaggi. Le tecnologie emergenti e sperimentali causano un profondo cambiamento nella società, che ha bisogno di tempo per adattarsi e normalizzarsi attraverso nuovi paradigmi, nuove procedure, nuove leggi sul lavoro. Questo richiede alle aziende di aggiornarsi continuamente, ma spesso diventa insostenibile per la maggior parte di loro, soprattutto per le aziende medio-piccole. Un altro aspetto da considerare è che questi sistemi creano una dipendenza assoluta dalla tecnologia poiché all'interno di queste interazioni, le macchine non rappresentano più solo il braccio che svolge il lavoro pesante, ripetitivo e/o pericoloso, ma giocano sempre più un ruolo decisionale [11]. Particolare attenzione deve essere prestata a queste tecnologie, soprattutto quando sono coinvolte nella sicurezza. In molti casi la tecnologia migliora la sicurezza, ma può anche aggiungere nuovi rischi industriali e occupazionali a quelli tradizionali in cui il fattore umano può essere considerato il principale legame tra entrambi i tipi di rischio [12]. Siemieniuch et al. [13] evidenziano inoltre che la gestione della sicurezza, nel contesto dell'Industria 4.0, richiede maggiori sforzi di ricerca sui fattori umani e sull'ergonomia. In questo contesto, particolare attenzione deve essere data agli stabilimenti disciplinati dalla direttiva Seveso [14], nei quali la fuoriuscita di sostanze pericolose potrebbe causare gravi incidenti, i cosiddetti incidenti rilevanti (cioè, incendi, esplosioni e dispersioni tossiche) che incidono sulle persone e sull'ambiente.

Alcuni studiosi hanno discusso del potenziale dei sistemi intelligenti per migliorare il controllo del rischio di incidenti rilevanti dovuto all'uso di sostanze pericolose in diversi settori industriali (energetico, chimica, manifatturiero, petrolio e gas, trasporti, ecc.) [15]. Alcune soluzioni innovative sono state presentate in letteratura: Bragatto et al. [16] hanno definito una tecnologia RFID che supporta una gestione

efficace del rischio nei magazzini chimici; Ancione et al. [17] hanno sviluppato un sistema di guida visiva in tempo reale per le gru, per gestire i rischi dovuti alle fuoriuscite di sostanze pericolose; Gnoni et al. [18] hanno definito un sistema basato su IoT per prevenire le lesioni nei sistemi di produzione in linea di assemblaggio; Mennuti et al. [19] hanno utilizzato reti di sensori wireless basate su emissioni acustiche per monitorare alcuni danni alle strutture. Recentemente, nell'ambito di un progetto di ricerca recentemente concluso [20], è stato sviluppato un sensore virtuale per elaborare e visualizzare informazioni relative al deterioramento di apparecchiature critiche; inoltre, esso produce stime prognostiche del tasso di corrosione, della probabilità del pit critico, l'evoluzione della corrosione del materiale e la vita utile residua (RUL) dell'attrezzature. Il sensore virtuale supporta le ispezioni sul campo visualizzando le informazioni in realtà aumentata (AR) tramite il display di un dispositivo mobile come smartphone o tablet o tramite dispositivi indossabili (ad esempio smart-glasses). Durante la prima fase di sviluppo di questo sensore virtuale, maggiore importanza è stata data all'ottimizzazione dei processi per l'implementazione dei modelli matematici che utilizzano dati provenienti da input diversi. Più di recente, con questa ricerca, è stata invece condotta un'indagine sull'interazione uomo-macchina nell'uso di questo dispositivo; questo lavoro ha portato a un'interfaccia user-friendly, che ha migliorato l'utilizzabilità del software rendendolo accessibile anche al personale non esperto in tecnologie avanzate.

Lo scopo di questo articolo è presentare l'implementazione del sensore virtuale minimizzando gli errori associati all'interazione uomo-macchina. Il manoscritto è organizzato come segue. La sezione 2 fornisce una breve descrizione dei modelli e del software che rappresentano il sensore virtuale; la sezione 3 descrive la metodologia per lo sviluppo di un'interfaccia utente del sensore virtuale di facile utilizzo, riducendo gli errori dovuti alla HMI; la sezione 4 illustra i risultati, li discute e presenta alcuni suggerimenti per i miglioramenti futuri; infine, la sezione 5 offre le conclusioni del lavoro.

2. Architettura del sistema

Un sensore virtuale per la gestione dell'invecchiamento è uno strumento che supporta gli ispettori nelle strutture a rischio di incidente rilevante. Gli ispettori hanno bisogno di comprendere il livello effettivo di deterioramento dell'attrezzatura critica, acquisire informazioni che non possono essere trovate con una sola ispezione visiva e infine elaborare le metriche legate allo stato di invecchiamento e all'adeguatezza della gestione dell'invecchiamento.

Il sistema qui presentato è stato progettato per raccogliere varie informazioni, elaborare i dati acquisiti, produrre stime prognostiche su: velocità di corrosione, probabilità di pit critico, evoluzione della superficie di corrosione, tempo di vita residuo (RUL) dell'attrezzatura e infine, permette la visualizzazione dei risultati utilizzando la realtà aumentata. Tale sistema è composto da quattro elementi: 1) il dataset, che viene alimentato attraverso la raccolta di informazioni sull'attrezzatura da analizzare; 2) l'insieme dei modelli matematici; 3) il software per la gestione dei

dati e l'elaborazione delle metriche legate all'invecchiamento; 4) lo strumento per la visualizzazione dei risultati in realtà aumentata.

I modelli utilizzati dal sensore virtuale sono:

- il metodo a indici per la stima dell'indice di adeguatezza complessiva (indice di invecchiamento) [21];
- il modello di frequenza di guasto per la quantificazione della frequenza di guasto dovuta al deterioramento dell'attrezzatura tenendo conto della gestione dell'invecchiamento;
- il modello per l'individuazione della probabilità di incisione critica, basato sulla teoria dei valori estremi (modello di distribuzione Gumbel) [22].
- il modello per il calcolo della durata di vita utile residua basato su una combinazione della distribuzione di Gumbel e il teorema di Bayes [23].
- una tecnica avanzata di interpolazione spaziale delle misure di spessore per produrre mappe di corrosione (kriging) [24].

Ulteriori dettagli su questi modelli sono forniti da Ancione et al. 2022 [25]

Il sensore virtuale è composto da un'applicazione desktop che acquisisce ed elabora gli input (informazioni sull'attrezzatura) e un'applicazione mobile per la visualizzazione in realtà aumentata dei dati acquisiti ed elaborati. La visione in AR può essere fruita anche mediante smart-glass connessi all'app mobile.

Le tecnologie utilizzate per lo sviluppo del sensore virtuale sono descritte in Ancione et al. 2022 [25].

3. Interazioni Uomo-Macchina

La Figura 1 mostra il diagramma di flusso dell'interazione tra l'ispettore (utente) e l'applicazione desktop. La linea tratteggiata indica un percorso che può essere omesso nel caso in cui l'utente non voglia elaborare stime future ma visualizzare solo la superficie di corrosione e i parametri relativi alle ispezioni correnti e passate. La Figura 2 illustra l'interazione tra l'ispettore e l'applicazione mobile.

Per utilizzare il sensore virtuale, l'ispettore avvia l'applicazione desktop e inserisce i dati di invecchiamento dell'attrezzatura. Ciò richiede il caricamento dei seguenti file: i datasheet delle ispezioni effettuate utilizzando il modello dell'indice di invecchiamento [21] e i file di testo contenenti le misurazioni dello spessore campionate durante le ispezioni con le relative coordinate spaziali. Infine, l'ispettore può scegliere se elaborare le informazioni relative solo allo stato attuale dell'attrezzatura, al passato o al futuro, cioè, facendo riferimento alle date delle ispezioni precedenti o selezionando da 1 a 5 anni futuri. Egli può anche scegliere di produrre stime delle metriche legate all'invecchiamento (probabilità di formazione di punti critici, RUL, velocità di corrosione, ecc.) e delle superfici di corrosione contemporaneamente.

Successivamente, l'applicazione legge e codifica questi dati, li elabora secondo i modelli implementati, crea grafici e tabelle dei parametri di invecchiamento per un anno selezionato. Una volta completato il processo, l'applicazione archivia

automaticamente i documenti nel percorso definito. Successivamente, l'ispettore può visualizzare le informazioni prodotte per migrarle nell'applicazione mobile o ripristinare i campi dell'interfaccia per effettuare un nuovo inserimento ed eseguire nuove elaborazioni. Dopo aver inserito il nome dell'attrezzatura, l'ispettore può svolgere un'ulteriore operazione mediante l'applicazione desktop, cioè la generazione del QR code da posizionare vicino all'attrezzatura per la sua identificazione, nel caso questa fosse ancora sprovvista di tale codice. L'ultimo passo è rappresentato dall'uscire dall'applicazione desktop e avviare l'applicazione mobile.

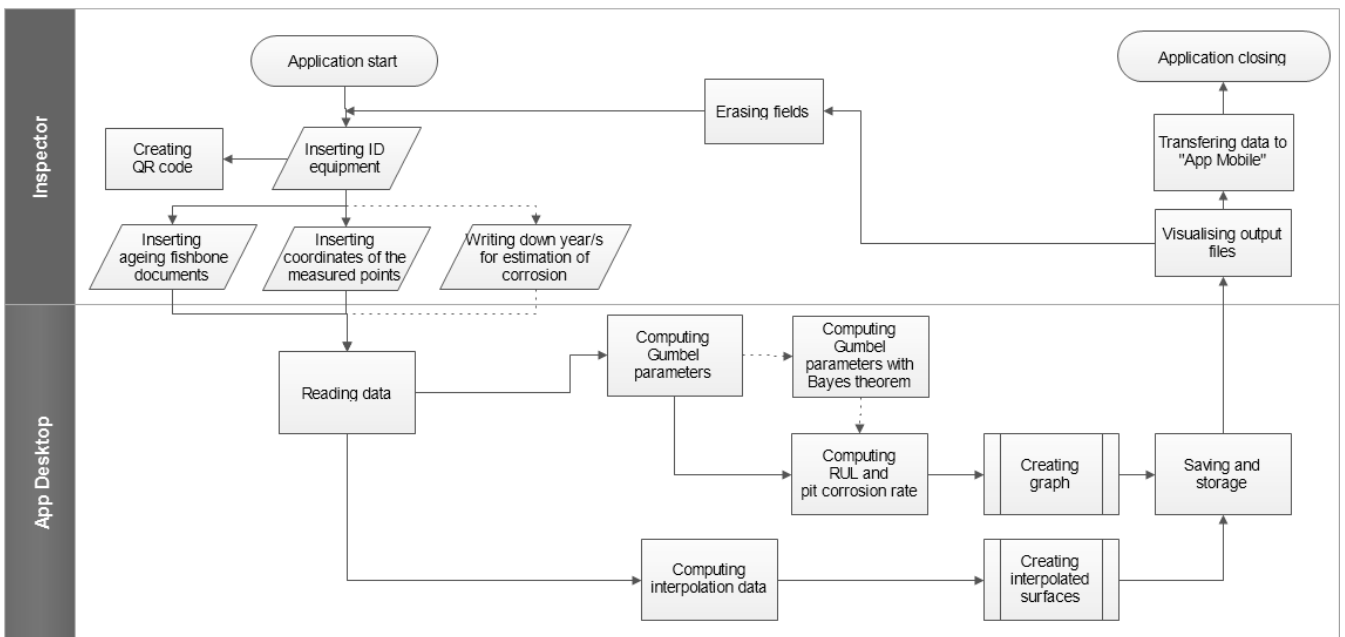


Figura 1. Diagramma di flusso dell'interazione tra l'ispettore e l'app desktop.

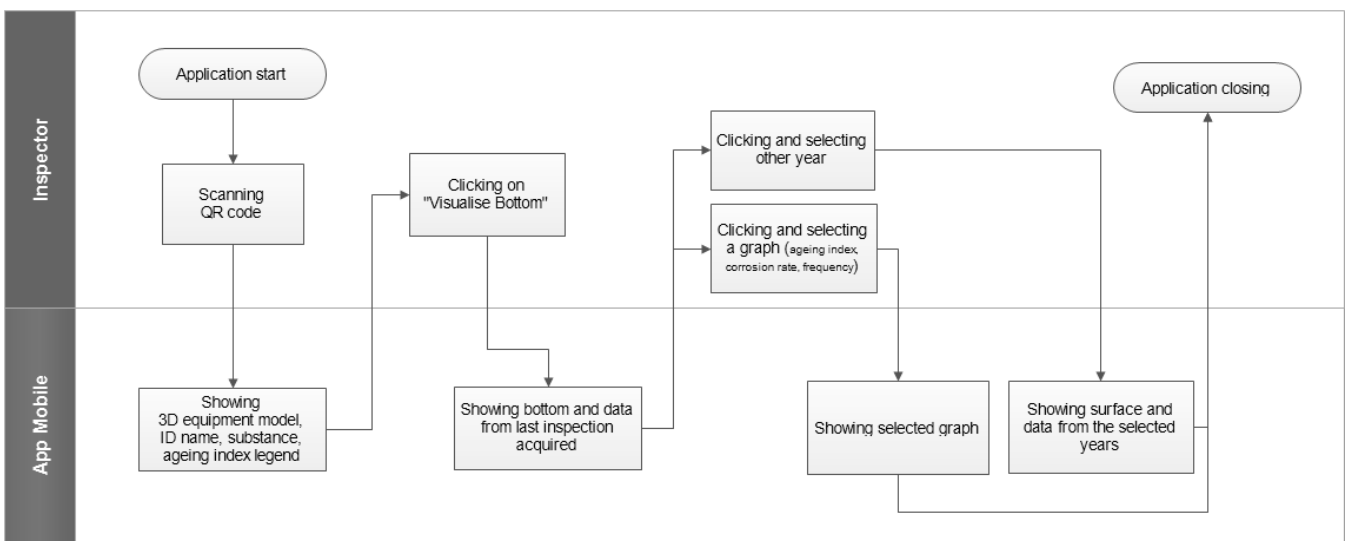


Figura 2. Diagramma di flusso dell'interazione tra l'ispettore e l'app mobile.

4. Risultati

4.1. Caso studio

Per testare il sensore virtuale è stato utilizzato un serbatoio di stoccaggio di idrocarburi a tetto fisso all'interno di un impianto Seveso. Il serbatoio è realizzato in acciaio al carbonio e immagazzina diesel. È in funzione da oltre 55 anni e le lastre del fondo hanno uno spessore nominale di 8 mm. Per tale apparecchiatura, sono stati forniti i dati di due ispezioni del fondo effettuate nel passato: la prima risalente al 1990 e la seconda al 2019. Per tale serbatoio, è stato creato un modello 3D come supporto per la AR ed è stato adattato per sovrapporsi alla miniatura del serbatoio di stoccaggio disponibile nel laboratorio del gruppo TREES-MAT (Tecnologia e Ricerca su Energia, Ambiente e Materiali per la Sicurezza) dell'Università di Messina. È stata quindi effettuata una "passeggiata di sicurezza" al fine di osservare l'interno del serbatoio in AR.

4.2. Identificazione delle criticità nell'Interazione Uomo-Macchina

I test sono stati effettuati da almeno 40 utenti suddivisi in tre gruppi omogenei: gruppo 1 utenti con una solida formazione informatica ma senza esperienza nella sicurezza, gruppo 2 utenti con solo conoscenze sulla sicurezza e sugli impianti chimici, e gruppo 3 utenti con solida esperienza in informatica e sicurezza. I test di usabilità sono stati condotti attraverso una passeggiata di sicurezza in laboratorio e chiedendo ai partecipanti di elencare le criticità emerse durante l'uso del sistema. Le seguenti criticità sono state evidenziate:

- la migrazione dall'app desktop all'app mobile era complessa e possibile solo per esperti di informatica;
- l'app mobile aveva un'interfaccia molto affollata, con spazio limitato per la visualizzazione AR;
- l'uso di un telefono cellulare per dare istruzioni al sensore virtuale distraeva l'utente.

4.3. Interfaccia grafica del sensore virtuale

L'interfaccia grafica del sensore virtuale è stata progettata per essere facilmente utilizzabile. La parte desktop permette di raccogliere i dati di input, processarli e produrre gli output dei risultati (stime delle metriche, grafici e mappe). Mentre, quella dell'app mobile è stata progettata in modo minimalista per lasciare il maggior spazio possibile alla visualizzazione della realtà con il supporto della AR.

Più in dettaglio, l'interfaccia desktop (Figura 3a) consente innanzitutto la creazione di uno spazio dedicato per l'archiviazione dei dati dell'attrezzatura da ispezionare, ovvero una cartella identificata con il nome o il codice dell'attrezzatura. Essa ha una sezione dedicata all'inserimento dei dati storici sull'invecchiamento, come i file fishbone e gli spessori misurati durante ispezioni precedenti. È presente una casella in cui è possibile inserire l'anno (o gli anni) per i quali ci si aspetta di stimare i parametri relativi al deterioramento, oltre a una sezione dedicata ai tasti di calcolo. Mentre quella del dispositivo mobile è decisamente molto più essenziale, essa

possiede solo tre bottoni a schermo (Figura 3b) che permettono la fruibilità dei vari tipi di risultati.

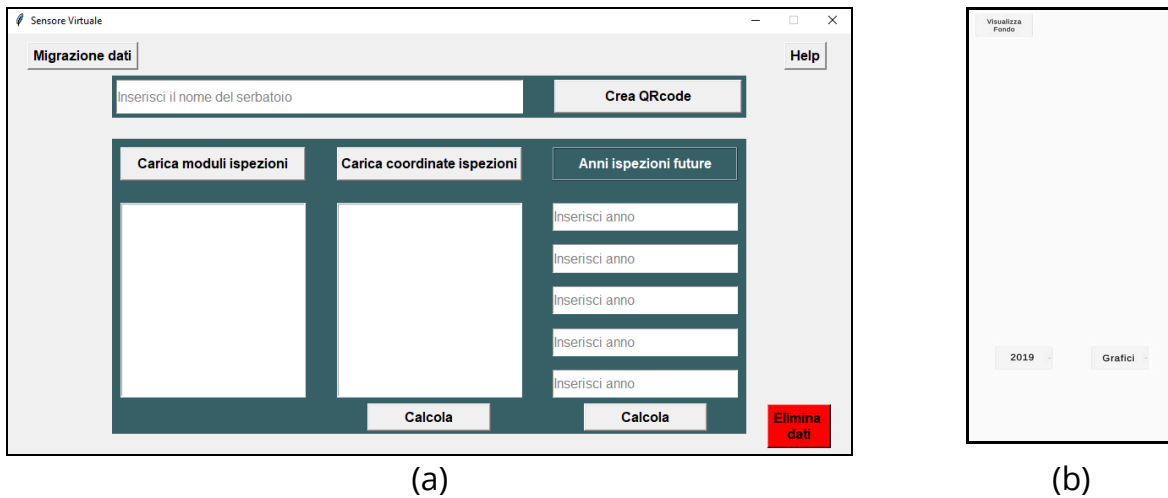


Figura 3. Interfaccia della (a) applicazione desktop e (b) applicazione mobile.

L'app mobile permette la visualizzazione in AR dei risultati, cioè sovra-impressi e ancorati agli elementi reali. Essa consente di riconoscere l'apparecchiatura durante la passeggiata di sicurezza e sovrapporre ad esse le mappe di iso-contorno di corrosione, la tabella contenente i parametri di invecchiamento e le altre informazioni generali dell'apparecchiatura (nome, codice di identificazione, sostanza contenuta, anno di messa in esercizio o ricondizionamento, ecc.). Come già accennato, la sua interfaccia grafica possiede solo tre bottoni che consentono la selezione dell'anno per il quale l'ispettore desidera conoscere le metriche di invecchiamento e la mappa di corrosione, di rendere trasparenti le parti dell'apparecchiatura non analizzate e infine di scegliere il grafico da visualizzare. Tuttavia, l'app mobile, sfrutta anche i sensori del dispositivo mobile (ad es. il sensore di posizione, ecc.) per una esplorazione più fluida e coinvolgente dell'apparecchiatura seguendo il movimento fisico dello stesso ispettore nello spazio. Dopo il miglioramento dell'interfaccia utente grafica, il sensore virtuale è stato ri-testato nuovamente dagli stessi utenti. La fase di migrazione dei dati è stata automatizzata e gli elementi dell'app mobile sono stati ridotti in numero e dimensioni (in base ai suggerimenti ricevuti dagli utenti dopo la prima fase di test). Essi hanno trovato la nuova versione molto facile da usare. Il problema legato all'uso di un dispositivo mobile per dare istruzioni al sensore virtuale non è ancora stato risolto perché ciò richiede l'introduzione di altre tecnologie o un ulteriore miglioramento del software (ad es. il dito sullo schermo del dispositivo mobile dovrebbe lasciare una traccia in modo che l'ispettore, mentre guarda attraverso gli occhiali smart, sia consapevole della posizione del suo dito sullo schermo). Il comando vocale potrebbe essere un altro possibile modo per gestire l'interfaccia grafica. L'uso di registrazioni vocali potrebbe essere un'altra possibile implementazione per raccogliere informazioni utili sul campo. La considerazione

sopra non è un ostacolo all'adozione della tecnologia per lo scopo proposto, ma rappresenta un potenziale sviluppo futuro di questa ricerca.

4.3. Risultati in Realtà Aumentata

La Figura 4 mostra alcune schermate dei risultati ottenuti dal sensore virtuale durante un'ispezione effettuata sul caso studio.

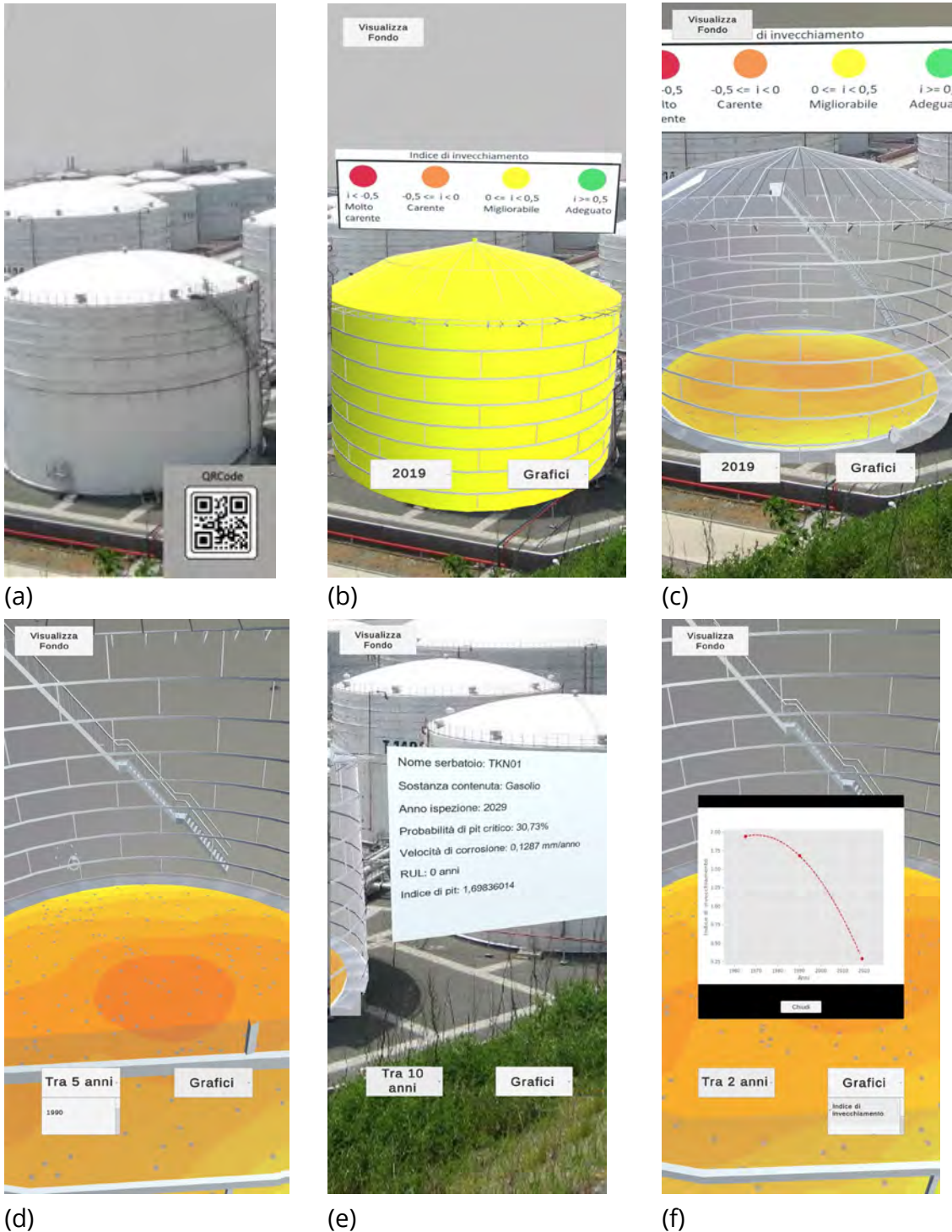


Figura 4. Screenshot del dispositivo mobile che visualizza la realtà aumentata durante una passeggiata di sicurezza simulata nello stabilimento.

La prima operazione da eseguire per utilizzare il sensore virtuale è inquadrare il codice QR dell'apparecchiatura (Figura 4a). Il codice viene posizionato a una certa distanza e ad una certa altezza, a seconda dell'orografia del territorio e della disposizione dell'unità dell'impianto, per consentire all'ispettore di avere una facile visione d'insieme dell'apparecchiatura durante la sua passeggiata di sicurezza all'interno dell'impianto. Il dispositivo riconosce istantaneamente il serbatoio e mostra il suo equivalente modello 3D sul display del dispositivo mobile in realtà aumentata (Figura 4b). Il colore dell'apparecchiatura dipende dallo stato attuale di invecchiamento, ovvero dal valore dell'indice di invecchiamento ottenuto durante l'ultima ispezione; una legenda per identificare questo stato è disponibile in sovrapposizione, sopra il serbatoio. Successivamente, cliccando sul pulsante "Visualizza fondo", in alto nell'interfaccia (Figura 4c), tutte le lastre che compongono la struttura e il tetto del modello 3D diventano trasparenti, anche se la struttura del serbatoio rimane ben visibile; allo stesso tempo, sulla parte inferiore viene sovrapposta una mappa iso-contorno, che rappresenta la superficie di corrosione associata all'ultima ispezione effettuata. Il passaggio successivo è scegliere l'anno (passato o futuro) per il quale deve essere stimata il trend di corrosione del fondo (Figura 4d); ciò può essere scelto tramite un menu a comparsa sul pulsante in basso a sinistra. Per lo stesso anno, le metriche legate all'invecchiamento (il tasso di corrosione, la densità dei punti di corrosione, la RUL, la probabilità di pit critico, l'indice di invecchiamento e il tasso di guasto aggiornato) e altre informazioni generali sull'apparecchiatura (nome del serbatoio e sostanza conservata) vengono visualizzate anche in una tabella posta sul lato destro dell'apparecchiatura (Figura 4e). Infine, l'ultimo passo dell'uso dell'applicazione mobile riguarda la visualizzazione dei grafici che mostrano la tendenza dell'indice di invecchiamento, del tasso di corrosione e della frequenza di guasto rispetto al tempo (anno); ciò può essere realizzato utilizzando un piccolo menu a comparsa sul pulsante "Grafici" in basso a destra dell'interfaccia grafica (Figura 4f).

Per ogni movimento dell'ispettore (ovvero il movimento del dispositivo con la fotocamera), la vista in realtà aumentata viene aggiornata; ad esempio, quando l'ispettore si avvicina all'apparecchiatura, viene effettuato automaticamente un ingrandimento dell'area inquadrata, viceversa, se l'operatore si allontana, si ha la visione di un'area inquadrata più ampia. I punti che possono essere osservati sulle mappe di fondo del serbatoio nella Figura 4f non sono i punti campionati, ma una rappresentazione grafica della densità di corrosione, che aumenta nel tempo a causa del peggioramento del materiale dovuto alla corrosione [25]. Il numero di punti visualizzati è correlato al parametro di scala della funzione di probabilità di distribuzione utilizzata per modellare il fenomeno (si noti che per ogni incremento di 0,1 nel parametro di scala, c'è un aumento di 50 punti distribuiti casualmente sulla mappa).

5. Conclusioni

Il sensore virtuale è uno strumento utile per l'ispettore per accedere alle informazioni necessarie su campo durante le ispezioni. In particolare, l'AR fornisce informazioni sullo stato di integrità delle parti dell'attrezzatura che non possono essere osservate direttamente durante un'ispezione visiva. Inoltre, permette la produzione di metriche prognostiche correlate all'invecchiamento oltre al loro aggiornamento e archiviazione.

Il sistema è stato dotato di una interfaccia user-friendly grazie allo studio dell'interazione uomo-macchina (HMI) che ha supportato il processo di implementazione e ha permesso di migliorare l'usabilità del software rendendolo accessibile anche a personale non esperte di tecnologie avanzate.

Attualmente, il sensore virtuale è progettato per ispezionare serbatoi di stoccaggio molto grandi per la gestione dell'integrità di alcune parti di questo tipo di attrezzatura. In particolare, il fondo del serbatoio non è facile da monitorare, poiché la sua ispezione richiede che il serbatoio venga svuotato e poi pulito per effettuare le misurazioni dello spessore. Queste attività vengono eseguite a intervalli di tempo lunghi per evitare prolungate interruzioni e ripetute esposizione dell'ispettore ad ambienti insalubri. L'uso di questo sistema mira ad estendere l'intervallo di ispezione mediante l'aggiornamento delle condizioni attese.

Il sensore virtuale, quindi, risulta particolarmente significativo nei casi in cui sia difficile interrompere il funzionamento del sistema per monitorare una parte di esso (come nel caso del fondo dei serbatoi).

Il sistema può supportare l'esecuzione delle safety-walk per tutte le apparecchiature incluse nello stabilimento. Tuttavia, ci sono limitazioni associate a diversi tipi di attrezzature, principalmente legate alla geometria e complessità dei sistemi, dove potrebbe essere difficile distinguere una parte dell'attrezzatura dall'altra. La complessità si riferisce a sistemi con pareti multiple o superfici ondulate o con intersezioni complesse, che causano una vista affollata.

Inoltre, l'attuale sperimentazione è stata condotta in laboratorio. Pertanto, in uno stabilimento reale, l'orografia del terreno e le condizioni meteorologiche potrebbero influenzare l'accuratezza ed efficacia dell'uso della tecnologia, si rende quindi necessario testarla in un vero stabilimento (sviluppo futuro del sistema).

La visualizzazione della mappa di corrosione, combinata con la stima della RUL e gli altri parametri legati all'invecchiamento, consente all'ispettore di concentrare l'attenzione sui punti critici quando si trova in campo. L'intero sistema (sensore virtuale) permette di combinare deduzioni visive con previsioni ottenute dai modelli al fine di comprendere l'evoluzione prevista del fenomeno, anche in base a come questo fenomeno viene realmente gestito.

6. Bibliografia

[1] Brettel, M., Friederichsen, N., Keller, M., Rosenberg, M. How virtualization, decentralization and network building change the manufacturing landscape: An Industry 4.0 perspective. *Int. J. Mech. Ind. Sci. En.* 2014, 8, 37–44.

- [2] Liu, Z., Xie, K., Li, L., Chen, Y. A paradigm of safety management in Industry 4.0. *Syst. Res. Behav. Sci.* 2020, 37, 632–654.
- [3] Gisbert, J.R., Palau, C., Uriarte, M., Prieto, G., Palazón, J.A., Esteve, M., Moyano, A. Integrated system for control and monitoring industrial wireless networks for labor risk prevention. *J. Netw. Comput. Appl.* 2014, 39, 233–252.
- [4] Beetz, M., Bartels, G., Albu-Schäffer, A., Bálint-Benczédi, F., Belder, R., Beßler, D., Haddadin, S., Maldonado, A., Mansfeld, N., Wiedemeyer, T., et al. Robotic agents capable of natural and safe physical interaction with human co-workers. In *Proceedings of the 2015 IEEE/RSJ International Conference on Intelligent Robots and Systems (IROS)*, Hamburg, Germany, 28 September–2 October 2015. pp. 6528–6535.
- [5] Podgorski, D., Majchrzycka, K., Dąbrowska, A., Gralewicz, G., Okrasa, M. Towards a conceptual framework of OSH risk management in smart working environments based on smart PPE, ambient intelligence and the Internet of Things technologies. *Int. J. Occup. Saf. Ergon.* 2017, 23, 1–20. <https://doi.org/10.1080/10803548.2016.1214431>.
- [6] Zhang, Y. Diagnosis and Detection Method of Critical Equipment Failure Based on Electronic Nose Technology. *Chem. Engineer. Trans.* 2018, 68, 241–246.
- [7] Nadai, N., Melani, A.H.A., Souza, G.F.M., Nabeta, S.I. Equipment failure prediction based on neural network analysis incorporating maintainers inspection findings. In *Proceedings of the Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS)*, Orlando, FL, USA, 23–26 January 2017.
- [8] Liu, R., Yang, B., Zio, E., Chen, X. Intelligenza artificiale per la diagnosi dei guasti delle macchine rotanti: Una revisione. *Sist. Mecc. Ed Elabor. Del Segnale* 2018, 108, 33–47. (In Italian)
- [9] Ersöz, O.Ö., Inal, A.F., Aktepe, A., Türker, A.K., Ersöz, S. A Systematic Literature Review of the Predictive Maintenance from Transportation Systems Aspect. *Sustainability* 2022, 14, 14536.
- [10] Wee, D., Kelly, R., Cattel, J., Breunig, M. *Industry 4.0-How to Navigate Digitization of the Manufacturing Sector*. McKinsey & Company: Munich, Germany, 2015. p. 58.
- [11] Carra, S., Monica, L., Vignali, G. Decision Making Approaches for Safety Purposes in Working Environments with Human-Technology Interaction. In *Proceedings of the 31st European Safety and Reliability Conference*, Angers, France, 19–23 September 2021.
- [12] Brocal, F., González, C., Komljenovic, D., Katina, P.F., Miguel, A., Sebastián, M.A. Emerging risk management in Industry 4.0: An approach to improve organizational and human performance in the complex systems. *Complex. Manuf. Process Syst.* 2019, 2019, 2089763.
- [13] Siemieniuch, C.E., Sinclair, M.A., Henshaw, M.D. Global drivers, sustainable manufacturing and systems ergonomics. *Appl. Ergon.* 2015, 51, 104–119.

- [14] EU Council. Directive 2012/18/EU on the control of major-accident hazards involving dangerous substances. Off. J. Eur. Union 2012, L197, 1–37.
- [15] Ansaldi, S.M., Agnello, P., Bragatto, P.A. Smart safety systems: Are they ready to control the hazard of major accidents? WIT Trans. Built Environ. 2018, 174, 169–180.
- [16] Bragatto, P.A., Pirone, A., Gnoni, M.G. Application of RFID technology for supporting effective risk management in chemical warehouses. In Safety, Reliability and Risk Analysis: Beyond the Horizon. Taylor & Francis Group: London, UK, 2014.
- [17] Ancione, G., Kavasidis, I., Merlino, G., Milazzo, M.F. Real-time guidance system for cranes to manage risks due to releases of hazardous materials. In Risk, Reliability and Safety: Innovating Theory and Practice. Taylor & Francis Group, London, UK, 2017.
- [18] Gnoni, M.G., Elia, V., Bragatto, P.A. An IOT based system to prevent injuries in assembly line production systems. In Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM), Bali, Indonesia, 4–7 December 2016. pp. 1889–1892.
- [19] Mennuti, C., Augugliaro, G., De Petris, C., Cardarilli, G., Di Nunzio, L., Fazzolari, R. Tecniche per la localizzazione di danni strutturali per mezzo di AE: Algoritmi e possibili soluzioni HW per WSN. In Proceedings of the SAFAP Conference, Milan, Italy, 15–6 November 2016. (In Italian)
- [20] Arena, F., Collotta, M., Pau, G., Termine, F. An Overview of Augmented Reality. Computers 2022, 11, 28.
- [21] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica. Valutazione Sintetica Dell’adeguatezza del Programma di Gestione dell’Invecchiamento Delle Attrezzature Negli Stabilimenti Seveso. Available online: <https://www.mase.gov.it/notizie/valutazione-sintetica-dell-adeguatezza-del-programma-di-gestione-dell-invecchiamento-delle> (accessed on 17 April 2023).
- [22] Gumbel, E.J. Statistical Theory of Extreme Values and Some Practical Applications. US Department of Commerce, National Bureau of Standards. Appl. Math. Ser. 1954, 33, 1–51.
- [23] Milazzo, M.F., Ancione, G., Bragatto, P., Mennuti, C. Simplified modelling of the remaining useful lifetime of atmospheric storage tanks in major hazard establishments. Chem. Engineer. Trans. 2020, 82, 175–180.
- [24] Ancione, G., Bragatto, P., Milazzo, M.F. Visualization of the Bottom Deterioration of Atmospheric Storage Tanks by Combining Prediction and Interpolation Models. Chem. Eng. Trans. 2022, 91, 271–276.
- [25] Ancione, G., Saitta, R., Bragatto, P., Fiumara, G., Milazzo, M.F. An Advanced System for the Visualisation and Prediction of Equipment Ageing. Sustainability 2022, 14, 6156.

Monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento dei liner anticor in PEAD rinforzati con fibre aramidiche, utilizzati nelle applicazioni di relining delle sea lines

D. Di Fonzo¹, V. Bartolozzi², G. Augugliaro³, G. Vaccaro¹, R. Lena⁴

¹Inail - Uot di Palermo

²ARPA Sicilia, Dipartimento Attività Produttive e Impatto sul Territorio

³Inail - Dit

⁴SONATRACH Raffineria Italiana S.r.l.

Abstract

I principali utilizzi di *piping* in *PEAD* riguardano il trasporto del gas naturale, la costruzione di condotte civili, l'industria chimica, petrolchimica, nucleare, alimentare, il settore energetico e le tubazioni di processo. Nelle applicazioni specifiche di *relining* delle *sea lines* mediante l'utilizzo di tubazioni in PEAD rinforzato, non più ispezionabili con tecnologia *Pig Inspection*, si applicano di consuetudine strategie di controllo basate su parziali ispezioni visive e sull'eccessivo affidamento ai test idraulici. Tali sono le metodologie manutentive del tipo "*Run to failure*" per le quali il componente resta in servizio fino al suo cedimento strutturale, per essere successivamente sostituito. Obiettivo del presente lavoro è quello di proporre in ottica predittiva e in sede progettuale di tali *lining anticor* utilizzati nei depositi costieri per il trasporto carburanti via mare, definiti "critici" dal Gestore ai sensi del D.Lgs. 105/15, tecniche integrative di monitoraggio e diagnostica attiva dello stato strutturale, per meglio gestire anticipatamente potenziali eventi anomali. Mediante l'ausilio di sensori multifunzione, trasmettitori di campo, comunicanti con la sala controllo parametri o via smart, possono adottarsi in tal modo, strategie di manutenzione del tipo "*Condition based maintenance*" sostituendo le componenti strutturali critiche, non al raggiungimento del collasso della sezione resistente, ma in base alle loro effettive condizioni di esercizio.

Keywords: relining, piping, structural health monitoring, phased array, lining.

1. Caratteristiche strutturali del PEAD

Il polietilene (PE) ad alta densità (PEAD o HDPE dall'inglese *high-density polyethylene*), è un polimero termoplastico semicristallino sintetizzato ricavato da prodotti ottenuti dalla distillazione (*cracking*) del petrolio, e composto essenzialmente da carbonio e idrogeno. La struttura chimica del monomero etilene è costituita da due atomi di carbonio connessi da un doppio legame: la sua formula è indicata come - CH₂=CH₂-. Nel caso specifico del polietilene, addizionando fra di loro i monomeri, il legame

doppio fra atomi delle stesse unità si trasforma in legame singolo fra atomi di unità differenti, dando vita al polimero, il polietilene (Fig. 1).

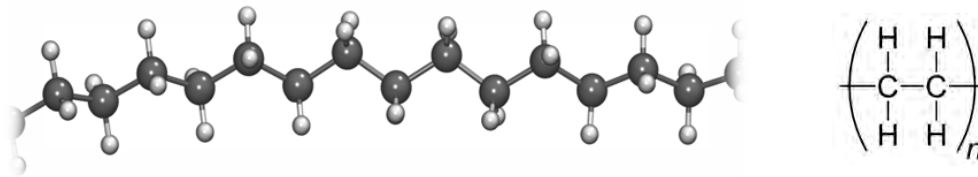


Figura 1. Rappresentazione grafica e formula chimica del polietilene

La quantità delle ramificazioni, contribuisce significativamente alla qualità del prodotto finale: ad esempio, nel caso in cui le catene polimeriche si sovrappongano le une sulle altre senza una presenza significativa di ramificazioni, si ottiene il polietilene ad alta densità (HDPE o PEAD), materiale rigido e con un peso specifico pari a $0,95 \text{ g/cm}^3$, nel caso siano presenti grandi in quantità di ramificazioni rispetto alla propagazione lineare della catena di atomi di carbonio, il materiale risultante è il polietilene a bassa densità (LDPE), duttile.

2. Caratteristiche fisiche e comportamento meccanico del PEAD

Come in generale gli altri polimeri termoplastici, per via della sua struttura omogenea il PEAD ha un comportamento meccanico isotropo, esibendo proprietà meccaniche e termiche uguali in tutte le direzioni (Tab. 1).

In particolare, le caratteristiche meccaniche del PEAD dipendono dalla:

- velocità di deformazione,
- temperatura,
- natura dell'ambiente (presenza di acqua, ossigeno, solventi organici, ecc.).

Resiste a diversi solventi, ha una resistenza alla trazione e modulo di Young (coefficiente di rigidità) più bassa dei polimeri termoindurenti, tollera molto bene gli impatti e presenta più elevati valori di resilienza.

CARATTERISTICHE MECCANICHE	VALORE	CARATTERISTICHE TERMICHE	VALORE
Densità	0.95 g/cm^3	Punto di fusione	$130 \text{ }^\circ\text{C}$
Tensione di snervamento	25 MPa	Max temperatura d'impiego pe tempi brevi	$90 \text{ }^\circ\text{C}$
Allungamento allo snervamento	10 %	Max temperatura d'impiego per tempi lunghi	$75 \text{ }^\circ\text{C}$
Allungamento alla rottura	> 600 %	Min temperatura d'impiego	$-200 \text{ }^\circ\text{C}$
Modulo di elasticità	1000 MPa	Temperatura di rammollimento	$80 \text{ }^\circ\text{C}$
Resistenza alla flessione	24 MPa	Coefficiente di dilatazione termica lineare	$1.8 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$
Durezza con sfera Rockwell	46	Resistenza alle intemperie	Media
Carico ammissibile a compressione	22 MPa	Infiammabilità	Infiammabile

Tabella 1. Caratteristiche meccaniche e termiche

3. Aspetti impiantistici

Le matrici polimeriche rinforzate con fibre e/o *filler* granulari, grazie alle loro proprietà intrinseche e meccaniche, costituiscono oggi valide alternative alle tubazioni in materiale tradizionale metallico, in svariati settori industriali e persino negli impianti nucleari. Presentano un peso ridotto, resistenza meccanica e alla corrosione da sostanze acide H_2SO_4 , e caustiche NaOH (tensocorrosione), elevato rapporto resistenza/peso, lunga durata, impermeabilità, facilità di posa. di lavorazione, basti costi di manutenzione. L'elevata resistenza alla propagazione lenta della frattura (*Slow Crack Growth*) ne misura la capacità di resistere a intagli e carichi concentrati, e l'elevata resistenza allo scorrimento plastico. Effettuando prove idrostatiche a rottura e per non meno di 9000 ore, estrapolando le curve di misura, si può determinare l'indice di invecchiamento del materiale, pensato come il carico dovuto alla pressione interna che causerebbe la rottura duttile del tubo dopo 50 anni (*Minimun Required Strength* a 20 °C, MRS). Per i diversi tipi di tubi in polietilene ad alta e media densità e per diverse temperature (20 °C, 40 °C, 60 °C, 80 °C) si determinano le curve di regressione da cui si desumono i parametri di progetto. Il valore del carico σ di progetto per il calcolo dello spessore del tubo è pari all'MRS di riferimento ridotto di un coefficiente di sicurezza di 1,25 (acqua) e 3,25 (gas). A temperature maggiori di 20 °C le curve sono più basse e presentano un ginocchio ancor prima dei 50 anni di servizio, che indica il cambiamento nel comportamento meccanico del PEAD. Un esempio significativo d'impiego sono i *liner anticor* in tubi in materiale metallico (*Relining*). Nel campo della distribuzione di gas metano e del convogliamento di GPL, l'idoneità dei tubi all'impiego è garantita dalla conformità al DM del 24/11/84 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8" e successivi aggiornamenti fino al Decreto 16 aprile 2008. In base ai decreti citati, le tubazioni in polietilene sono così classificate:

- condotte di 1^a specie: pressione massima di esercizio MOP > 24 bar;
- **condotte di 2^a specie: 12 bar < MOP ≤ 24 bar**
- condotte di 3^a specie: 5 bar < MOP ≤ 12 bar
- condotte di 4^a specie: 1,5 bar < MOP ≤ 5 bar
- condotte di 5^a specie: 0,5 bar < MOP ≤ 1,5 bar
- condotte di 6^a specie: 0,04 bar < MOP ≤ 0,5 bar
- condotte di 7^a specie: MOP ≤ 0,04 bar.

Analogamente a quanto previsto per le tubazioni metalliche costruite in accordo con la direttiva PED 2014/68/UE, in merito all'impiego di tubazioni in PEAD aventi DN>80, contenenti fluidi del Gruppo 1 e classificate nella I, II, e III categoria, oppure contenenti fluidi del Gruppo 2 e classificate nella III categoria, dette attrezzature risultano soggette alle riqualificazioni periodiche di cui al D.M. 329/04. Le tubazioni contenenti fluidi del Gruppo 2 e classificate nella I e II categoria, sono invece esenti dalla riqualificazione periodica ai sensi dell'art. 11 del medesimo decreto (Tab. 2).

FLUIDI	LIQUIDI	GAS
GRUPPO 1	soggette a verifica se DN>80 (I,II,III Cat.)	soggette a verifica se DN>80 (I,II,III Cat.)
GRUPPO 2	soggette a verifica se di III Categoria	soggette a verifica se DNxP>5000 (III Cat.)

Tabella 2. Caratteristiche delle tubazioni soggette ad ispezione periodica

Le condotte comprendenti tubazioni per il trasporto di fluidi da o verso un impianto, in mare aperto o sulla terra ferma, sono escluse dal campo di applicazione della Direttiva PED 2014/68/UE, dalle verifiche obbligatorie di messa in servizio e di riqualificazione periodica di cui al D.M. 329/04. Resta comunque onere del Gestore/Utilizzatore, responsabile della politica generale per la sicurezza, e destinatario di quanto previsto all'art. 71, comma 8 del Decreto Legislativo n. 81/08, valutare il permanere delle condizioni di sicurezza relative al corretto utilizzo delle attrezzature e degli impianti. Nel caso di tubazioni interne ai confini dello stabilimento, ritenute critiche ai sensi della normativa Seveso e, quindi, soggette a procedure che rientrano nel Sistema di Gestione della sicurezza, il Gestore è tenuto, oltre a garantire il loro utilizzo in condizioni sicure, a monitorare e controllare i rischi legati all'invecchiamento.

4. Utilizzo dei liner anticor in Pead con rinforzo in Kevlar nelle applicazioni di relining delle sealines

I depositi costieri di prodotti petroliferi mediante l'ausilio di tubazioni metalliche (oleodotti) protetti con un *coating* interno in vernice epossidica, si riforniscono via mare (benzina, gasolio, jet fuel, olio minerale), per mezzo di navi petroliere a centralina di comando computerizzata, che possono essere ormeggiate per lo scarico dei prodotti in un pontile o in un campo boe (distante mediamente 1 Km dalla costa). Gli oleodotti *off-shore* (generalmente aventi un diametro DN250 - 10"), per buona parte della loro lunghezza (circa 900 m) risultano essere adagiati sul fondo marino a una profondità di circa 15 m, la cui superficie esterna risulta essere protetta da uno strato di conglomerato cementizio. La parte terminale dell'oleodotto è costituita da una manichetta flottante flessibile avente vita utile di 10 anni (sottoposta a test annuali di controllo), collegata con una cima a un gavitello, che in occasione di ogni scarica, viene flangiata al *manifold* della nave cisterna. Il rimanente sviluppo della linea, è costituito generalmente da un tratto *on-shore* con sbocco fuori terra all'interno del deposito costiero. Le navi vengono di norma ormeggiate solo nelle ore diurne mentre le operazioni di scarico e disormeggio possono effettuarsi anche la notte. Gli oleodotti a fine scarica vengono invasati di acqua dolce preventivamente inviata dal deposito alla nave. Le operazioni di scarico dei prodotti petroliferi possono così sintetizzarsi:

- invio acqua dolce dal deposito alla nave;

- inizio scarico prodotti (benzina a 5 bar, gasolio a 7 bar) dalla nave al deposito con portata media di 600 m³/h e massima velocità del fluido di 3 m/s;
- invio acqua dolce dalla nave al deposito, mantenendo le tubazioni piene d'acqua durante il periodo di inattività.

5. Controlli non Distruttivi eseguiti sulle sea lines in materiale metallico

Nei casi in cui effettuati i CnD **quinquennali** sulla linea in **acciaio al carbonio** mediante l'ausilio della tecnologia *Pig Inspection*, al fine di rilevare eventuali difetti, variazioni di spessori, variazioni di rugosità, ovalizzazioni o corrosioni interne, si riscontra una diminuzione della sezione resistente, un metodo economico per bloccare l'avanzamento del fenomeno corrosivo, consiste nell'inserimento interno alla linea (*Relining*) di una tubazione in polietilene termoplastico rinforzato (*lining*) multistrato a spessore ridotto, che conferisce flessibilità e resistenza estremamente elevate. Il non consentito utilizzo della tecnologia *Pig* nelle condotte in PEAD è un consueto limite imposto dal fabbricante al fine di evitare eventuali danneggiamenti della superficie interna.

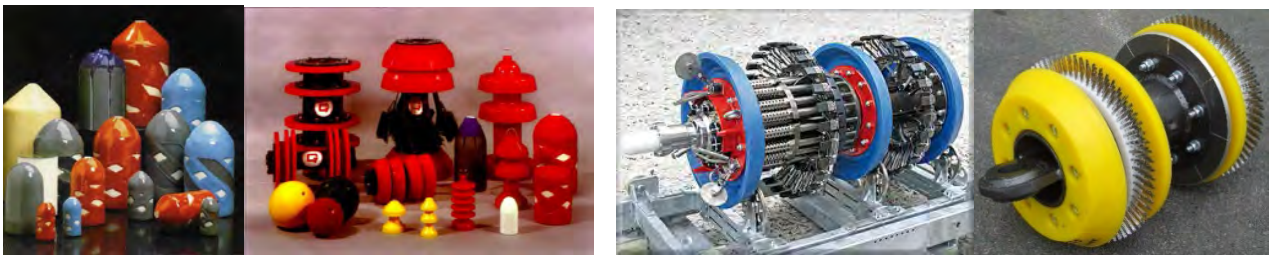


Figura 2. cleaning pig - caliper pig - gauging pig (fonte: web)

6. Specifiche di progetto e qualifica dei lining in PEAD rinforzato

Le specifiche di produzione e qualifica del *lining* per applicazioni petrolifere sono soggette allo standard industriale API-15S i cui parametri principali in termini di prestazioni idrauliche per *lining* DN250/10 inch sono:

- LCL (*lower confidence level*) pressione idrostatica a lungo termine calcolata mediante curva di regressione (Lo standard industriale API-15S si basa su un periodo di servizio di 175000 ore o 20 anni di vita utile)
- MPR (*maximum pressure rating*) massima pressione idrostatica che può essere applicata continuamente con un alto grado di certezza che non si verificherà alcun guasto = $LCL F_D = LCL 0,67$ (con F_D fattore di progettazione)
- NPR (*normal pressure rating*) pressione idrostatica nominale definita dal produttore $\leq MPR$
- MOP (*maximum operating pressure*) Pressione massima di esercizio) = $NPR F_S = NPR 0,8 = 19,9$ bar (con F_S fattore funzione del fluido idrocarburo)

tenuto conto di ulteriori fattori di riduzione:

- K_B = massima curvatura 30°
- K_T = temperatura di esercizio ≥ 20 °C

- p_{GEO} = prevalenza idraulica = 20 m = 2 bar

si ottiene la massima pressione di esercizio consentita per il *lining* in PEAD:

- **MAOP** (*maximum allowable operating pressure*) = $MOP K_B K_T - p_{GEO} = 13,2 \text{ bar}$

Tuttavia, prima del raggiungimento dei 20 anni di vita utile, al fine di conoscere con maggior dettaglio lo stato di invecchiamento e la vita utile residua del *lining*, il costruttore consiglia di eseguire su alcune sezioni del tubo prove meccaniche di laboratorio (rottura, durezza, deformazione).

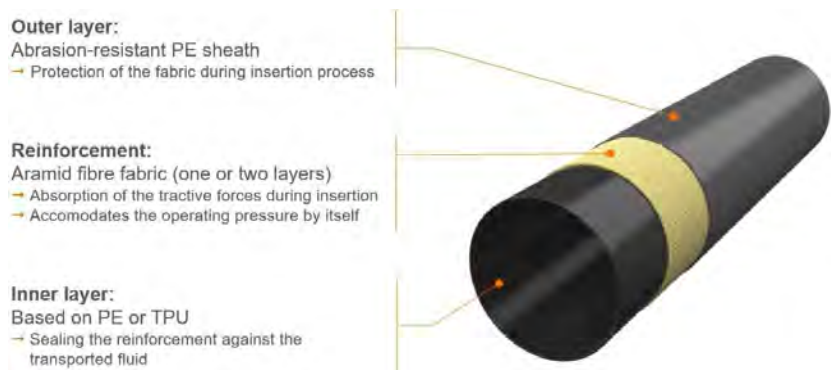
7. Parti strutturali costituenti i *lining* in PEAD rinforzato

La sezione del *lining* utilizzato risulta costituita da:

- uno strato interno in poliuretano termoplastico TPU compatibile con il gasolio, posto a sigillo e protezione del rinforzo in Kevlar,
- un tessuto intermedio di rinforzo (sezione resistente del *lining*) in fibra aramidica (Kevlar) demandato alla resistenza alle sollecitazioni longitudinali di trazione (generate durante la fase di *relining*) e alle sollecitazioni circonferenziali di trazione (generate dalla pressione interna),
- da uno strato esterno in polietilene PE resistente all'abrasione, posto a protezione del tessuto in Kevlar durante il processo di *relining*.

Figura 3. componenti strutturali di una condotta in PEAD rinforzata con tessuto aramidico

(fonte: Liner integrity management – Primus Line 230041)



Per installazioni all'interno di tubi DN250/10-inch si utilizzano *lining* da 9.3" tenuto conto della compatibilità con il fluido di esercizio (benzina, gasolio, ecc.), della compatibilità con l'acqua dolce e salata, nonché con la pressione massima di esercizio MAOP della pipeline. Si noti nel diagramma σ - ϵ come il Kevlar seppur avendo un modulo elastico $E = 130.000 \text{ MPa}$ inferiore alle fibre in Carbonio $E = (228.000 \div 517.000 \text{ MPa})$ possiede una tenacità molto superiore riuscendo a immagazzinare una energia durante la deformazione, 2, 3 volte superiore alle fibre in C. La tenacità, che corrisponde all'area sottesa dalla curva σ - ϵ il cui significato fisico è quello di una densità energetica J/m^3 immagazzinata nel materiale, misura la resistenza offerta all'avanzamento della frattura, ovvero la

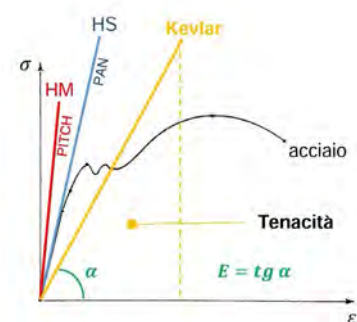


Figura 4. diagramma σ - ϵ relativo a rinforzi in c, k, acciaio

capacità della struttura ad assorbire energia, deformandosi plasticamente prima di arrivare alla rottura.

8. Test di compatibilità e invecchiamento chimico con il gasolio e benzina

Dal *lining* in PEAD per applicazioni petrolifere da 9,3 inch idoneo per installazioni di *relining* di condotte da 10 inch (DN250) in accordo allo standard API-15S sono state eseguite le prove meccaniche di laboratorio nelle seguenti condizioni:

- ✓ Numero di provini: 60 aventi dimensioni in accordo alla norma DIN EN ISO 57-2
- ✓ Mezzo di prova per la *sea line* B: Diesel, Temperatura di conservazione: 40 °C
- ✓ Pressione di conservazione in autoclave: 7 bar (pressione di scarico gasolio dalla nave al deposito)
- ✓ Tempo di campionamento: 24, 100, 200, 500, 1000, 2000, 3000, 5000, 8000, 10000h
- ✓ Dopo campionamento: determinazione della variazione di massa (g), volume (cm^3), resistenza a trazione (MP_a), deformazione (%) in accordo alla norma DIN EN ISO 527-2
- ✓ Ambiente di prova: condizioni standard (23 ± 2 °C), ($50\% \pm 10$ di umid. rel.) in accordo alla norma DIN EN ISO 291 class 2



Figura 5. provini campione sottoposti a pressurizzazione in autoclave.

(fonte: Liner integrity management – Primus Line 230041)

La tensione di rottura sui provini immersi nel gasolio ha superato in alcuni casi il 18% di quella della resina allo stato naturale, mentre la deformazione e la durezza discostano solo di qualche punto percentuale. Non è risultata invece soddisfatta la compatibilità del *lining* con la benzina, avendosi riscontrato una tensione di rottura sui provini, pari a circa la metà di quella dichiarata sulla resina allo stato naturale. Anche la durezza e la deformazione sono state riscontrate più basse del 9% e 5÷11%.

9. Verifica dello stato d'integrità del liner in PEAD rinforzato

Sul tratto fuori terra della *sea line* utilizzata per il trasporto gasolio, sottoposta a *relining*, è stato installato un simulacro (*by pass* di circa 2 m) con all'interno lo stesso tipo di *lining* collocato sulla linea. Questo particolare pezzo campione, ubicato sullo stesso circuito della linea e pertanto operante alle medesime condizioni operative di pressione, temperatura e fluido, viene **annualmente** disassemblato e ispezionato visivamente, sia internamente che esternamente, al fine di verificare l'assenza di vesciche o crepe e il buono stato di integrità.



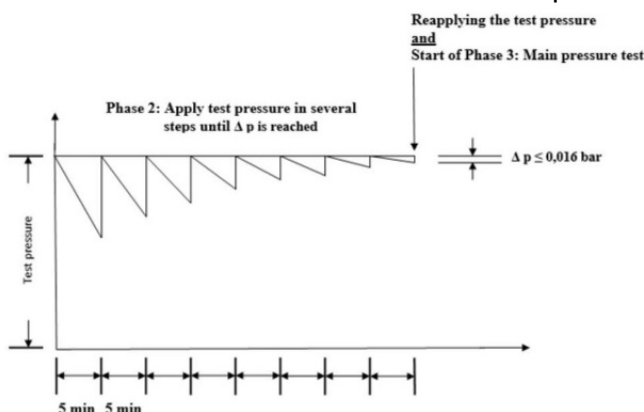
Figura 6. Difetti visibili, vesciche, crepe. Liner interno.
(fonte: Liner integrity management - Primus Line 230041)



Figura 7. Ispezione visiva interna ed esterna del pezzo campione disassemblato, costituito con stesso *lining* protettivo installato nella *sea line*
(fonte: Liner integrity management - Primus Line 230041)

10. Test di prova idraulica

Sul lining da 9,3 inch installato all'interno alla tubazione DN 250/10 inch, avente una massima pressione di esercizio consentita MAOP (*maximum allowable operating pressure*) = $MOP K_B K_T - p_{GEO} = 13,2$ bar secondo lo standard industriale tedesco DIN EN 805, si esegue una prova di tenuta idraulica annuale alla pressione di 1,5 $P_{scarico\ gasolio} = 1,5 \times 7$ bar = **10,5 bar**. Il test di prova idraulica ha inizio quando dopo 5 minuti di attesa dal termine della pressurizzazione, si ha una caduta di pressione massima di 0,016 bar, e si intende superata in modo soddisfacente, se durante il



tempo minimo di 2h si ha una caduta di pressione massima di 0,4 bar. Come ulteriore misura per preservare l'integrità del liner in PEAD e della tubazione metallica, nelle condizioni di riposo (tubo non in fase di scarico gasolio), si pressurizza a 0,2 bar lo spazio anulare lining-tubo e dentro il *lining* si mantiene una pressione interna di 2 bar.

Figura 8. Grafico del test di prova di tenuta idraulica.
(fonte: Liner integrity management - Primus Line 230041)

11. Sistema di protezione catodica a corrente impressa

Gli oleodotti per la ricezione dei prodotti sono protetti contro i fenomeni di corrosione di natura elettrochimica, da un sistema di protezione catodica, il cui dispersore anodico costituito da un filo continuo in titanio contenuto dentro una calza riempita con carbone calcinato. La verifica della funzionalità, affidata al controllo della tensione di rete, tensione e corrente di alimentazione, differenza di potenziale, è semestrale. Ogni cinque anni le verifiche e i controlli sono effettuate più approfonditamente.

12. Metodologie di controllo, rilievi e riscontri

Nello caso specifico delle operazioni di *relining* mediante l'ausilio di tubazioni in PE rinforzate, la mancanza di specifiche procedure di ispezione e criteri di accettabilità dei difetti, causa spesso strategie di controllo basate essenzialmente su parziali ispezioni visive di natura soggettiva (mancanza di confronto con immagini appropriate) e sull'eccessivo affidamento ai test idraulici, che rappresentano sostanzialmente una strategia di manutenzione del tipo **Run-to-failure**: il componente rimane in servizio fino al suo cedimento strutturale per essere successivamente sostituito. Metodologia manutentiva per anni utilizzata in Italia sulle infrastrutture. Nel caso invece di strategia di manutenzione del tipo **Time-based-maintenance**: le componenti critiche vengono rimpiazzate dopo un periodo di tempo stabilito a priori, indipendentemente dallo stato del componente. Tipica strategia di manutenzione e controllo dell'industria automobilistica e aeronautica.

13. Proposte di tecniche supplementari di monitoraggio e diagnostica dell'integrità strutturale

Le suddette procedure di controllo e manutenzione, valutate nel caso specifico di tubazioni installate in ambienti soggetti a ispezioni del SGS possono essere ulteriormente integrate con l'adozione in sede progettuale di specifici metodi di CnD *off-line* e/o metodi *on-line* di monitoraggio dello stato strutturale SHM - *Structural Health Monitoring*, sufficienti a garantire il buon funzionamento e migliorare la corretta valutazione dello stato di invecchiamento.

I sistemi operativi gestiti da remoto consentono il monitoraggio e l'analisi dei dati attraverso controlli digitali che connettono la strumentazione in campo (sensori, trasduttori, trasmettitori) al personale operativo di presidio in sala controllo parametri o in *mobile connectivity*, consentendo la gestione anticipata di potenziali eventi anomali.

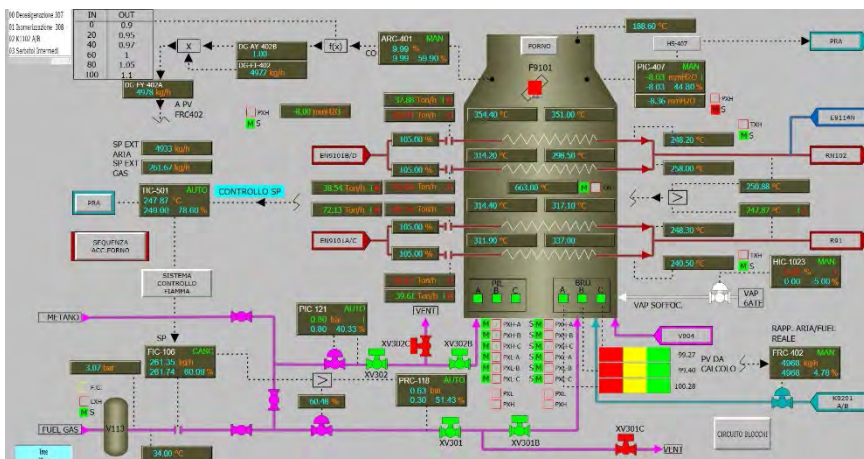


Figura 9. Monitoraggio on line in sala controllo parametri dei dati operativi di un forno di una raffineria

Oggi sono disponibili *smartphone* antideflagranti in grado di fornire attraverso sofisticati *software*, le variabili di processo (temperature, flussi, pressioni), disegni, database, procedure, controlli ecc. Proprio attraverso l'utilizzo di dedicate reti di monitoraggio integrate ad algoritmi probabilistici avanzati, si può intervenire in modo predittivo sulla gestione della sicurezza strutturale. E' inoltre opportuno applicare metodologie di controllo e monitoraggio eterogenee (tecniche diverse di rilevamento e misurazione del degrado strutturale, discontinuità, perdite o trafileamenti) e sinergiche, utilizzando strategie manutentive del tipo **Condition-based-maintenance**, sostituendo le componenti strutturali in base alle loro effettive condizioni di esercizio. In tal caso deve esserci un sistema che consente di monitorare la struttura in generale e le singole componenti. Per il rilevamento e la caratterizzazione dei danneggiamenti ci si può avvalere in particolare di dedicate metodologie di analisi e registrazione dei dati, concepite per essere applicate *on-line* - durante il servizio, monitorando la struttura in modo permanente (*real-time*) oppure su richiesta (*on-demand*). In quest'ottica di manutenzione predittiva si colloca la strategia del controllo attivo (*active control*) e del monitoraggio dello stato strutturale *SHM*.

14. I principali CnD utilizzabili per il monitoraggio delle tubazioni PEAD

Sulle tubazioni in polietilene ad alta densità e sulle plastiche in generale, i principali CnD *in-service* possono essere classificati come di contatto o senza contatto. Le tecniche di contatto includono i test ultrasonici volumetrici PAUT (*Phased Array Ultrasonic Testing*) mediante l'ausilio *PIG* assemblati ad *hoc*, aventi in dotazione scanner flessibili con sonde a bassa frequenza (0,25; 1; 2,25 MHz) per minimizzare i fenomeni di attenuazione tipici dei materiali compositi, soddisfacendo nel contempo sia requisiti di natura economica che ergonomica. Altri CnD di contatto sono i liquidi penetranti (PT), il *Coin Tapping*, l'Emissione Acustica (EA) mentre le tecniche senza contatto includono l'Esame Visivo (EV) diretto e remoto, la Radiografia (RT), la Termografia a infrarossi, l'Olografia, la Shearografia.

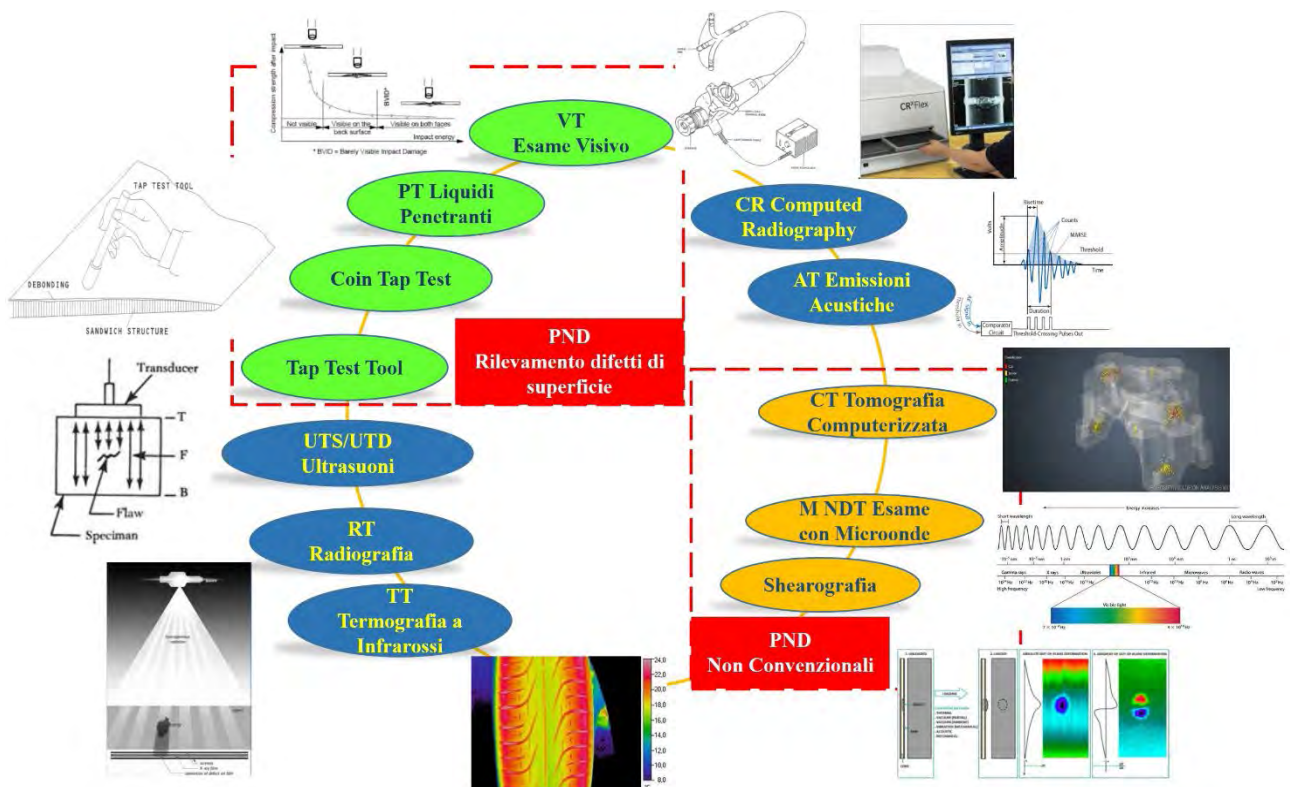


Figura 1. Le principali tecniche di PnD applicabili per il monitoraggio delle fasi di produzione e/o dello stato di invecchiamento

Bibliografia

- [1] W.D. Callister Jr., David G. Rethwisch - Materials Science and Engineering: An Introduction, Enhanced eText, John Wiley & Sons 9th Edition, dic. 2013.
- [2] ASTM F2164 – 21: Standard Practice for Field Leak Testing of Polyethylene (PE) and Crosslinked Polyethylene (PEX) Pressure Piping Systems Using Hydrostatic Pressure.
- [3] In Line Inspection - Ispezione interna di condutture attraverso il metodo del pigging. Autori: G. Vaccaro, G. Argento, D. Di Fonzo. SAFAP 2016, Milano 15/16 novembre 2016.
- [4] Impiego delle tubazioni in polietilene ad alta densità (PEAD) nel settore delle attrezzature a pressione. Autori: D. Di Fonzo, G. Vaccaro, G. Gorrino, E. Pichini Maini. SAFAP 2018, Bologna 28/29 novembre 2018.
- [5] Requisiti di Damage Tolerance e Durability per la riparabilità delle attrezzature a pressione in materiale composito avanzato a matrice polimerica (*Polymer Matrix Composites, PMCs*). Procedure operative sulle riparazioni strutturali. Autori: D. Di Fonzo, C. Mennuti, E. Pichini Maini, G. Vaccaro. SAFAP 2021, Roma 16, 17 e 18 novembre 2021.
- [6] Tecniche operative di riparazioni cosmetiche per il ripristino dell'estetica originale e per il mantenimento della stabilità strutturale di attrezzature di lavoro in materiale

composito avanzato. Le principali metodologie di prove non distruttive applicabili. Autori: D. Di Fonzo, G. Vaccaro, C. Mennuti, E. Pichini Maini. AIPnD 2022, Verona 19, 20 e 21 ottobre 2022.

[7] Liner integrity management – Primus Line – 230041 ESSO/SONATRACH – Palermo, Italy. Documento Nr. PL-FB-MA-027-EM. Data 09.05.2021

[8] Manuale Tecnico PE GAS – Dalmine resine. Gennaio 2010

Principali riferimenti di legge e normativi

[9] DM 24/11/84 “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8” e s.m.i.

[10] Decreto 16 aprile 2008 “Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8”

[11] DM 1/12/2004, n. 329 “Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'art. 19 del D.Lgs. 25/02/00, n. 93

[12] Direttiva 2014/68/UE (97/23/CE) recepita con D.Lgs. 15/02/16, n. 26 (PED)

[13] D.Lgs. 26/06/15, n. 105 (Attuazione della direttiva Seveso III 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose)

[14] Serie UNI EN 1555: Generalità, Tubi, Raccordi, Valvole, Idoneità all'impiego del sistema

[15] UNI CEN/TS1555-7:2013 – Guida per la valutazione della conformità

[16] UNI 10520:2009 Saldatura ad elementi termici per contatto – Saldatura di giunti testa a testa di tubi e/o raccordi in polietilene per il trasporto di gas combustibili, di acqua e di altri fluidi in pressione.

[17] UNI 10521:2012 saldatura per elettrofusione – Saldatura di tubi e/o raccordi in polietilene per il trasporto di gas combustibili, di acqua e di altri fluidi in pressione.

Piano di monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento di apparecchiature e impianti negli stabilimenti Seveso

M. R. Vallerotonda¹, A. Andolina², E. Artenio¹, E. Bemporad¹, M. Borino³, D. Di Fonzo⁴, V. Galasso⁵, M. F. Milazzo⁶, F. Moncini⁷, F. Palombo⁸, A. Pirone¹, T. Vairo⁹, F. Vazzana¹⁰, C. Delle Site¹

¹Inail - Dit

²Inail - Uot di Milano

³CNVVF

⁴Inail - Uot di Palermo

⁵Inail - Uot di Taranto

⁶Università di Messina

⁷Inail - Uot di Torino

⁸Inail - Uot di Firenze

⁹Asl Liguria

¹⁰Ispra

Abstract

In attuazione di quanto richiesto negli allegati 3 e B del d.lgs. 105/2015, in azienda deve essere predisposto un piano di monitoraggio e controllo (PMC) delle apparecchiature ed impianti che possono portare alla perdita di contenimento di sostanze pericolose. Il PMC si caratterizza come uno strumento trasversale per il gestore e per le Autorità di controllo durante le attività di verifica sia del Sistema di Gestione che del Rapporto di Sicurezza; tramite il piano il gestore effettua il controllo dello stato delle apparecchiature soggetto a fenomeni correlati con il rischio invecchiamento e valuta come e se implementare azioni migliorative, mentre le Commissioni ispettive hanno un rapido riscontro circa l'appropriatezza e l'efficacia di quanto operato sulla gestione sicura delle attrezzature.

Il presente studio propone un format per la predisposizione del PMC negli stabilimenti soggetti al d.lgs. 105/2015. Lo strumento si pone ad integrazione del processo avviato in ambito di Coordinamento ex art. 11 del d.lgs. 105/2015 per la valutazione del rischio invecchiamento e trova la sua principale applicazione laddove sia stata adottata al riguardo la metodologia descritta nella revisione n. 2 delle linee guida "Valutazione sintetica dell'adeguatezza del programma di gestione dell'invecchiamento delle attrezzature negli stabilimenti Seveso". Lo strumento risulta, comunque, applicabile anche se il gestore abbia adottato altre tecniche e metodologie per la gestione del rischio invecchiamento. Il PMC, inoltre, consente di

effettuare un'autovalutazione dell'efficacia delle strategie utilizzate. L'articolo è corredato dell'applicazione del PMC a due casi pratici.

Keywords: pericolo di incidente rilevante, invecchiamento attrezzature, piano di monitoraggio e controllo, attrezzature critiche.

1. Introduzione

Il d.lgs. 105/2015, di recepimento della Direttiva 2012/18/UE sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, ha introdotto l'obbligo per il gestore di uno stabilimento di effettuare la valutazione del rischio invecchiamento di apparecchiature e impianti. Nello specifico, l'allegato 3 del decreto relativo al sistema di gestione della sicurezza e all'organizzazione dello stabilimento ai fini della prevenzione degli incidenti, nell'ambito del controllo operativo, prevede che il gestore adotti ed applichi procedure ed istruzioni che consentano il monitoraggio ed il controllo dei rischi legati all'invecchiamento delle attrezzature installate nello stabilimento. Nell'allegato B del decreto, al paragrafo 3.4.4, si specifica, inoltre, che il gestore deve prevedere "piani di monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento di apparecchiature ed impianti che possono portare alla perdita di contenimento di sostanze pericolose, comprese le necessarie misure correttive e preventive". A tal riguardo il gestore deve rilevare e monitorare eventuali fenomeni correlati al rischio di invecchiamento, quali corrosione, erosione, fatica, scorrimento viscoso (ove applicabili) che nel tempo potrebbero portare a modifiche fino alla manifestazione di rilasci. La predisposizione di questo specifico piano di monitoraggio e controllo (PMC) si configura come una pianificazione dei controlli al fine di effettuare un'autovalutazione dello stato delle apparecchiature critiche presenti nello stabilimento, mantenendo ed aggiornando nel tempo i dati e le informazioni raccolti. Le risultanze del PMC potrebbero, ad esempio, evidenziare la necessità di aggiornare le frequenze di guasto utilizzate nell'analisi di rischio ed essere funzionali ad assicurare il buono stato di conservazione e l'efficienza ai fini della sicurezza delle attrezzature di lavoro, come richiesto dal comma 8 dell'articolo 71 del d.lgs. 81/2008 Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro, coordinato con il d.lgs. 106/2009.

La verifica della presenza di un PMC è richiesta nel corso delle ispezioni svolte ai sensi dell'articolo 27 del 105/15 per la verifica dell'adeguatezza del sistema di gestione della sicurezza. A supporto dei gestori per l'assolvimento dell'obbligo e delle commissioni ispettive, è stata predisposta nel 2018, in ambito di Coordinamento per l'uniforme applicazione del decreto sul territorio nazionale, una linea guida per una valutazione sintetica del rischio invecchiamento (di seguito linea guida invecchiamento [1]), successivamente revisionata nel 2021 sia per estendere il campo di applicazione ai sistemi rotanti sia per fornire risposta ad aspetti applicativi emersi nel corso del primo utilizzo della metodologia. Come è noto, la linea guida è

uno strumento operativo, disponibile sul sito del Mase (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), non obbligatorio per i gestori; in alternativa, i gestori, infatti, devono definire e dare evidenza del metodo adottato per la valutazione del rischio invecchiamento.

Ad oggi, l'utilizzo della metodologia specificata nelle suddette linee guida risulta diffuso da parte dei gestori, ma si deve prendere atto del fatto che al fine di rispondere a quanto richiesto dall'allegato B, è necessaria la predisposizione del PMC che, nel corso delle ispezioni, si riscontra essere il più delle volte non disponibile.

È indubbio che la richiesta di evidenza di un PMC da parte della Commissione ispettiva vada considerata al pari di tutte le altre (si pensi al piano di informazione, formazione, addestramento ed al piano della manutenzione, solo per fare degli esempi) e, pertanto, deve essere predisposto dal gestore e presentato in occasione della verifica dello specifico punto previsto dalla lista di riscontro utilizzata nel corso delle ispezioni.

2. Manutenzione, ispezione e controllo delle apparecchiature

Dal punto di vista impiantistico, il fenomeno dell'invecchiamento non è necessariamente connesso all'età dell'apparecchiatura, ovvero al tempo trascorso dalla data di fabbricazione, di collaudo o di messa in servizio, bensì, all'eventuale deterioramento/danneggiamento fisico nel tempo riconducibile ad eventuali meccanismi di degrado dei materiali. L'invecchiamento si manifesta come una forma di deterioramento generale con un conseguente scadimento delle proprietà chimico-fisiche e meccaniche che tendono a ridurre, fino a compromettere, la funzionalità, disponibilità, affidabilità e sicurezza delle apparecchiature stesse.

A livello operativo, il gestore predispone ed attua attività di manutenzione, ispezione e controllo sulle apparecchiature sulla base di leggi e/o norme tecniche. La stessa manutenzione è considerata parte integrante del sistema di gestione e si basa, ad oggi, su un approccio per lo più predittivo basato sul monitoraggio dei componenti degli impianti, sull'utilizzo di strumenti di analisi di guasto e di stima dell'affidabilità e sul controllo dei dati e dei risultati delle attività svolte.

Nel settore del controllo del pericolo di incidente rilevante oggetto di attenzione sono i "sistemi tecnici critici" così come definiti nell'allegato H, paragrafo 1, lettera i) del d.lgs. 105/2015. Ai fini della gestione dell'invecchiamento vanno, comunque, considerati tutti i sistemi di contenimento (recipienti e linee, in pressione e non), che sono suscettibili degli stessi meccanismi di deterioramento di cui alle normative tecniche settoriali e che in esercizio possono contenere sostanze pericolose in quantitativi sufficienti a determinare un incidente rilevante.

Partendo dai risultati delle attività di ispezione e controllo, il PMC consente di definire la condizione dei sistemi tecnici critici e, attraverso la registrazione dei dati, seguirne nel tempo l'evoluzione. A tal fine, le informazioni di interesse per il

monitoraggio possono essere raccolte e gestite, preferibilmente in formato digitale, secondo le modalità previste nelle specifiche procedure del SGS.

Il gestore può adottare standard internazionali o la linea guida invecchiamento per definire la condizione dei sistemi critici individuati e i potenziali rischi legati al loro stato.

Nel secondo caso, la linea guida consente di definire l'indice finale di propensione all'invecchiamento sulla base del quale rilevare l'adeguatezza o meno delle attività svolte dal gestore anche con l'ausilio della tabella riportata all'Appendice A della linea guida.

In particolare, se l'indice finale risulta negativo, il gestore deve implementare misure di mitigazione (tecniche e/o procedurali) per far sì che i rischi legati all'invecchiamento siano adeguatamente gestiti e/o ridotti. A conclusione dell'applicazione della linea guida, laddove già non sia svolta, sarebbe proficuo effettuare una lettura critica dei fattori frenanti ed acceleranti calcolati con particolare attenzione di quelli che hanno maggiormente inciso sul valore dell'indice finale; ciò consentirebbe di individuare azioni migliorative da adottare per un miglioramento mirato. In quest'ottica, ne consegue che una valutazione critica dell'indice finale auspicabile anche se il suo valore risultasse positivo.

Lo stesso approccio volto al miglioramento continuo dovrebbe essere adottato indipendentemente dalla metodologia di valutazione del rischio invecchiamento che il gestore ha ritenuto di adottare.

Il sistema di gestione risulterà correttamente implementato ed attuato se l'intero processo ne diventa parte integrante: valutazione dei risultati, monitoraggio nel tempo degli stessi, definizione di azioni di miglioramento da discutere nella riunione di riesame al fine di definire obiettivi specifici della Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e relativo inserimento nel piano di miglioramento.

3. Scopo

L'obiettivo del presente lavoro è quello di presentare un format per la predisposizione del PMC negli stabilimenti soggetti al d.lgs. 105/2015.

Lo strumento rappresenta una prima proposta per rispondere a quanto richiesto dall'allegato B del sopra menzionato decreto; può essere utilizzato dai gestori che, ai fini della valutazione del rischio invecchiamento, hanno adottato la linea guida invecchiamento tenendo conto degli esiti dell'applicazione del metodo ovvero di altra e dimostrata metodologia.

Nel format dovranno essere specificati i principi, i documenti di riferimento e le informazioni di cui tenere conto per la predisposizione di un PMC che dia un riscontro, in termini di informazioni e modalità di analisi, di quanto attuato in stabilimento e, laddove siano già messe in atto altre tecniche e metodologie per la gestione dell'asset integrity, fornisce un metodo di autovalutazione dell'efficacia delle strategie utilizzate.

4. Metodologia

Nel presente paragrafo, dopo aver inquadrato la gestione del ciclo di vita lavorativa di un'attrezzatura, viene presentato il format di PMC e dei suoi casi applicativi.

4.1 Gestione della vita lavorativa di un sistema critico

Il ciclo lavorativo delle attrezzature è descritto nelle procedure del SGS-PIR, dalla fase di ordine a quella del decommissioning. Per ciascuna fase, infatti, il gestore individua tutte le azioni da effettuare al fine di garantire in ciascuna di esse la sicurezza di coloro che utilizzano l'attrezzatura anche attraverso attività di controllo/ispezione che ne mantengano la disponibilità e affidabilità nel tempo e, quindi, l'utilizzo sicuro. La tabella 1 riporta in sintesi tali operazioni suddivise per fasi.

Fase di controllo/ ispezione	Modalità di controllo/ispezione	Responsabilità di funzione	Note
1. Contratto d'ordine/progetto	<ul style="list-style-type: none"> • Scelta di materiali, rating, tipologia di prodotto • Redazione dell'ordine di acquisto • Verifica conformità dell'offerta • Prove presso il fabbricante • Controllo della documentazione di costruzione • Verifica di accettabilità con l'analisi preliminare 	<ul style="list-style-type: none"> • Ufficio acquisti • Manutenzione • Gestore • RSPP • RSGS 	
2. Installazione	<ul style="list-style-type: none"> • Corretta messa in servizio • Prove in bianco • Prove di performance 	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenzione • Gestore • RSPP • RSGS 	Redazione della scheda macchina
3. Esercizio	<ul style="list-style-type: none"> • Istruzioni operative • Formazione del personale/addestramento • Bonifiche 	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenzione • Gestore • RSPP • RSGS • Ditte terze 	
4. Manutenzione: a- controllo documentale b- progettazione di tempi e modi di	<ul style="list-style-type: none"> • Istruzioni del fabbricante • Istruzioni operative • Buona tecnica • Reperibilità ricambi • Qualifiche del personale 	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenzione • Gestore • RSPP • RSGS 	-Redazione del piano di manutenzione -Analisi degli indici di prestazione nella

ispezione c- definizione dei parametri di controllo/indici di prestazione d- valutazione dell'invecchiamento	<ul style="list-style-type: none"> • Tempi di intervento/fermo macchina • Fermo impianto/ridondanze 		riunione del riesame -Stima dell'invecchiamento del sistema e margini di miglioramento
5. Cambio d'uso	<ul style="list-style-type: none"> • Dismissione • Spostamento di impianto/nuove condizioni di utilizzo • Fuori uso/rifiuto 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestore • RSPP • RSGS • Gestione rifiuti • Aggiornamento documentale 	

Tabella 1. Schema della vita lavorativa di un sistema critico.

La FASE 4 è quella di maggiore interesse ai fini del presente lavoro nella quale, sulla base di ciascuna realtà aziendale, il gestore definisce tempi e modi di ispezione e controllo dei sistemi critici.

4.2 Il piano di monitoraggio e controllo

In termini generali il piano di monitoraggio e controllo è finalizzato e consente di:

- raccogliere i dati nell'ambito delle verifiche e controlli svolti;
- dare riscontro dell'oggettivo livello di sicurezza (PIR) correlato allo stato di conservazione delle attrezzature ed impianti oggetto del monitoraggio;
- individuare eventuali impatti negativi non prevedibili e/o difficilmente rilevabili durante il monitoraggio;
- assicurare l'accertamento dell'adempimento a prescrizioni espresse in precedenti ispezioni SGS-PIR o in ambito di istruttoria del Rapporto di sicurezza;
- fornire informazioni per l'analisi degli andamenti nel tempo dei fenomeni che caratterizzano l'esercizio;
- raccogliere specifiche informazioni ai fini della pianificazione degli interventi di manutenzione e della valutazione dell'ulteriore esercizio dell'attrezzatura monitorata;
- valutare l'opportunità di implementare il piano di manutenzione nei tempi, nei modi e nelle procedure.

La Tabella 2, elaborata a titolo esemplificativo, potrebbe in sintesi e in modo operativo rappresentare il piano di monitoraggio con le attività che il gestore prevede/decide (in totale libertà) di implementare sulla base delle condizioni riscontrate delle attrezzature. Infatti, il gestore, per ogni attrezzatura critica individuata e che versa in una condizione non soddisfacente, riporta informazioni legate allo stato della stessa e ai controlli/indagini che ritiene necessario effettuare

per monitorarne l'integrità strutturale e/o la condizione di eventuale degrado/danneggiamento.

Attrezzatura critica	Criticità	Modalità di danno	Tipo di controllo	Periodicità	Percentuale di stensione	Riferimenti	Note

Tabella 2. Esempio di piano di monitoraggio.

Nella colonna "*Attrezzatura critica*" vengono inserite le attrezzature critiche individuate dal gestore ai fini del controllo operativo.

Nella colonna "*Criticità*" sarà indicato l'aspetto critico rilevato per ciascuna attrezzatura e nella adiacente colonna "*Modalità di danno*" andrà specificato l'eventuale manifestazione della stessa.

Con il termine controllo si vuole intendere il complesso delle azioni adottate dal gestore al fine di valutare o verificare il valore di un parametro, la sua variazione nel tempo e la corretta registrazione dei risultati nel tempo di vita del sistema critico. Tali attività, a seconda della norma tecnica presa a riferimento, possono comprendere sopralluoghi, misurazioni e campionamenti e mirano a rilevare il buono stato di macchine, attrezzature e strumenti attraverso:

- ispezione visiva interna/esterna;
- prove e/o misure rilievi dimensionali;
- prove distruttive e non distruttive;
- prove di laboratorio (analisi chimiche, esami metallografici, ecc.);
- prova di resistenza e tenuta (prova idraulica /pneumatica);
- prove funzionali di accessori di sicurezza, di monitoraggio o di controllo;
- prove di funzionamento delle attrezzature o delle macchine.

Pertanto, nella colonna denominata "*Tipo di controllo*" occorre inserire la tecnica di controllo da attuare sulla base degli esiti ottenuti dalla valutazione preliminare del rischio relativa alla criticità riscontrata. Nelle colonne successive saranno dettagliati il "*Tipo di controllo*" e per ciascuno di essi andrà definita la "*Periodicità*" e l'eventuale "*Percentuale di estensione*". Per tali attività si dovrà tenere conto sia della normativa tecnica di riferimento che dei riscontri che il gestore ottiene dai controlli effettuati (approccio risk based inspection). Questi ultimi aspetti devono essere specificati nella specifica colonna "*Riferimenti*". È stata inserita alla fine anche la colonna "*Note*" nella quale il gestore può riportare informazioni generali, il richiamo a documenti interni come procedure, piani, verbali di controllo, ecc. ovvero quanto ritiene utile inserire per meglio dettagliare le precedenti informazioni con le quali ha compilato il piano.

Il PMC sarà aggiornato almeno in occasione delle ispezioni ai sensi dell'articolo 27 del d.lgs. 105/2015, in caso di incidenti/quasi incidenti che coinvolgono l'attrezzatura

critica, in occasione della revisione/aggiornamento del rapporto di sicurezza, nel caso di modifiche con aggravio di rischio (laddove queste coinvolgano attrezzature critiche sotto monitoraggio), e dell'evoluzione della normativa tecnica di riferimento. La valutazione del rischio invecchiamento e la predisposizione del piano saranno descritti in un'apposita procedura; infatti, il format, qualora adottato, rappresenterà un documento del sistema di gestione e, come tale, sarà opportunamente richiamato nella procedura di riferimento.

4.3 Esempi pratici di utilizzo

Come già specificato nel paragrafo 2, oggetto di valutazione del rischio invecchiamento sono le attrezzature critiche così come definite nell'allegato H, punto 1, i) del d.lgs. 105/201. Ad esemplificazione di quanto sopra, sono presentati due casi applicativi.

4.3.1 PMC di un serbatoio atmosferico

Nel primo esempio è stato considerato un sistema critico standard, ossia, un serbatoio atmosferico che contiene una sostanza pericolosa; tale attrezzatura potrebbe essere sede/causa di un rilascio (e quindi dare vita ad un top ritenuto credibile dal gestore) a causa della sua condizione di esercizio.

Tale serbatoio potrebbe avere un piano di monitoraggio e controllo elaborato a titolo esemplificativo come riportato nella Tabella 3 in cui è considerato evento possibile il suo collasso con sversamento a causa della presenza di punti di corrosione.

Attrezzatura critica	Criticità	Modalità di danno	Tipo di controllo	Periodicità	Estensione	Riferimenti	Note
Serbatoio atmosferico	Collasso con sversamento	Corrosione	Ispezione visiva perdite	Giornaliera	n.a.	Norma di settore	Check list
			Controllo livello visivo	Settimanale	n.a.	Buone prassi	Check list
			Controllo strumenti	Ogni turno	n.a.	Procedura interna	Check list
			Controllo spessori	Triennale	100%	Manuale d'uso e manutenzione	Rapporto di prova
			Ispezione linee di adduzione al serbatoio	Settimanale	n.a.		Check list
			Controllo integrità bacino di contenimento	Giornaliero	n.a.		Check list

Tabella 3. PMC – caso serbatoio atmosferico.

4.3.2 PMC di una pompa centrifuga

Tra le macchine rotanti la più utilizzata e diffusa è la pompa centrifuga che, per caratteristiche di funzionamento, viene monitorata seguendo le indicazioni del fabbricante, ma più generalmente applicando le buone prassi aziendali.

In questo caso, si riporta un esempio di come il gestore può scegliere una pompa con un determinato rateo di guasto che ritiene accettabile e calcolato come riportato nella Tabella 4.

Sistema critico	Frequenza di rottura secondo codice: OGP Risk Assessment Data Directory Report n° 434-1, March 2010 – Process Release Frequencies				
	Pompa centrifuga	N.ro pompe	N.ro ore di funzionamento/h per ogni pompa	Rateo di guasto significativo (R)	Rateo di guasto cumulato di una pompa R x N.ro ore/8760
	30	3000	$2,7 \cdot 10^{-3}$	$9,2 \cdot 10^{-4}$	$30 \times 9,2 \cdot 10^{-4} = 2,76 \cdot 10^{-2}$

Tabella 4. Calcolo guasto per rottura accettabile.

La Tabella 5 descrive in sintesi le attività svolte in azienda per ciascuna fase di vita che in genere si svolgono per le pompe centrifughe e le azioni da attuare (compresa quella che siano acquistate solo quelle con un rateo di guasto $2,7 \times 10^{-3}$):

Fase di controllo/ ispezione	Modalità di controllo/ispezione	Azione	Note
1. Contratto d'ordine/progetto	<ul style="list-style-type: none"> • Scelta di materiali, rating, tipologia di prodotto • Redazione dell'ordine di acquisto • Verifica conformità dell'offerta • Prove presso il fabbricante • Controllo della documentazione di costruzione • Verifica di accettabilità con l'analisi preliminare 	<ul style="list-style-type: none"> • Corpo in acciaio multistadio • Fornire caratteristica curva di pot.za NPSH • Multifluido gruppo 1 • Motore ATEX • Rateo di guasto $< 2,7 \cdot 10^{-3}$ 	
2. Installazione	<ul style="list-style-type: none"> • Corretta messa in servizio • Prove in bianco • Prove di performance 	Messa in opera soggetto competente Verifica allineamento Prove P Q sotto battente	Redazione della scheda macchina

3. Esercizio	<ul style="list-style-type: none"> Istruzioni operative Formazione del personale/addestramento bonifiche 		
4. Manutenzione: a - Controllo documentale b - Progettazione di tempi e modi di ispezione c - Definizione dei parametri di controllo/indici di prestazione d - Valutazione dell'invecchiamento	<ul style="list-style-type: none"> Istruzioni del fabbricante Istruzioni operative Buona tecnica (CCPS Mechanical Integrity) Reperibilità ricambi Qualifiche del personale Tempi di intervento/fermo macchina Fermo impianto/ridondanze 	<p>Istruzione operativa 01.01.2023</p> <p>Consumabili: 1 settimana Deteriorabili: 1 settimana Organi in movimento: 1 mese Pompa di backup: 3 giorni</p> <p>INDICI DI PRESTAZIONE:</p> <ol style="list-style-type: none"> tempi di manutenzione previsti/reali n.ro interventi a riparazione n.ro interventi correttivi <p>Metodo: valutazione sintetica dell'adeguatezza del programma di gestione dell'invecchiamento delle attrezzature negli stabilimenti Seveso indice I</p>	<p>Redazione del piano di manutenzione (*)</p> <p>Analisi degli indici di prestazione nella riunione del riesame</p> <p>Stima dell'invecchiamento del sistema e margini di miglioramento I stimato > I reale</p>
5. Cambio d'uso	<ul style="list-style-type: none"> Dismissione Spostamento di impianto/nuove condizioni di utilizzo Fuori uso/rifiuto 		

Tabella 5. Scheda vita lavorativa della pompa centrifuga.

Anche per questa attrezzatura, si propone un possibile elenco di attività che potrebbero costituire il PMC ritenuto efficace dal gestore per poter monitorare gli aspetti di invecchiamento della pompa che versa in condizioni di degrado. In sintesi, tali attività, laddove mancassero riferimenti di legge, potrebbero essere implementate sulla base di norme tecniche o sulla propria esperienza operativa e sono indicate nella Tabella 6:

Attrezzatura critica	Criticità	Modalità di danno	Tipo di controllo	Periodicità	Estensione	Riferimenti	Note
Pompa centrifuga	Sversamento dalle tenute	Corrosione erosione	Ispezione visiva Perdite Cavitazione Vibrazioni	Giornaliera	n.a.	Norma di settore Buone prassi Procedura interna Manuale d'uso e manutenzione	Check list
			Controllo: -livello visivo olio lubrificante - contaminazione fluido -serraggio supporti -allineamento	Settimanale	n.a.		Check list
			Controllo strumenti Parametri caratteristici (Q, H)	Continuo/ DCS	n.a.		Check list Manuale d'uso
			Controllo spessori	Triennale	100%		Rapporto di prova standard UNI EN
			Ispezione visiva linee di aspirazione e mandata	Giornaliera	n.a.		Check list
			Controllo integrità - corpo pompa - voluta - linea d'assi	Annuale	n.a.		Check list Manuale d'Uso
			Vibrazioni	Continuo/ datalogger			Manuale d'Uso
			Temperatura cuscinetti	Continuo/ datalogger			Manuale d'Uso

Tabella 6. PMC - caso pompa centrifuga

5. Conclusioni ed approfondimenti futuri

Nel presente lavoro è stato presentato un format per la predisposizione del piano di monitoraggio e controllo del rischio invecchiamento negli stabilimenti soggetti al d.lgs. 105/2015. Il documento rappresenta un primo approccio a tale studio e sarà sottoposto ad ulteriori sviluppi e miglioramenti sulla base di una sperimentazione mirata e condivisa nell'ambito del gruppo di lavoro specifico costituito in seno al Coordinamento ex art. 11 del d.lgs. 105/2015. Oltre a poter rispondere alle richieste della normativa in ambito SGS per il controllo del pericolo di incidente rilevante relativamente alla gestione dei rischi legati all'invecchiamento ed alla redazione del relativo piano, i risultati potranno essere meglio approfonditi anche in relazione ad aspetti connessi all'affidabilità delle attrezzature e si prestano a studi più specifici come, ad esempio, utilizzo dei materiali. Nel primo caso, infatti, si prende atto che la logica di intervento di solito applicata prevede un approccio RCM (Reliability Centered Maintenance) per cui viene identificato, in via preliminare, il tasso di guasto atteso per il sistema critico e le possibili cause di danno. In genere si fa riferimento a banche dati consolidate nelle quali, sulla base delle ore di lavoro del sistema tecnico e secondo gli standard e la policy aziendali, il verificarsi dell'evento iniziatore può ritenersi accettabile. Se, invece, si optasse per svolgere tali attività sulla base dello stato reale dell'attrezzatura si adotterebbe una strategia proattiva che consentirebbe di individuare tempi e modi per migliorare l'efficacia dell'intervento. Le risultanze del piano possono essere analizzate in base agli indici di prestazione di progetto per la verifica dell'efficacia dell'analisi preliminare. Per quanto riguarda i materiali, un aspetto interessante è rappresentato dall'utilizzo di quelli compositi sempre più utilizzati per le loro proprietà fisico-meccaniche. Le peculiari e specifiche applicazioni industriali dei componenti in materiale composito non possono precludere la conoscenza della risposta alle sollecitazioni meccaniche, dei CnD applicabili, nonché degli elementi di riparabilità di tali materiali innovativi non convenzionali. Il monitoraggio e il controllo dei rischi legati all'invecchiamento delle attrezzature in materiale composito rappresenta un campo non del tutto condiviso e acquisito nell'industria di processo soggetta alle disposizioni della Direttiva Seveso III rispetto al quale potrebbe essere interessante intervenire con studi mirati.

Ringraziamenti

La tematica è argomento di approfondimenti in ambito del Gruppo di Lavoro "Invecchiamento attrezzature impianti" istituito presso il Coordinamento per l'uniforme applicazione sul territorio nazionale ai sensi dell'articolo 11 del D.lgs. 105/15. Si ringraziano per il contributo fornito i rappresentanti nel GdL di Assogasliquidi, Eni, Exxonmobil, Federchimica e Unione Energia per la Mobilità.

Bibliografia

[1] D.lgs. 26 giugno 2015, n. 105, Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose.

[2] Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC (<https://eur-lex.europa.eu/legal->

[3] www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/rischio_industriale/lineaguidainvecchiamento2021.pdf

Security di una infrastruttura gas

R. Setola¹, A. Chittaro², A. Cestari²

¹ Università Campus Bio-Medico di Roma

² SNAM

Abstract

Come evidenziato anche dalla Seveso III e reso eclatante da quanto occorso al gasdotto Nord Stream 2, per gli impianti a pressione è fondamentale considerare in aggiunta a quelle che sono le problematiche proprie dell'impianto, anche gli aspetti connessi con eventuali azioni dolose. Tali azioni possono essere condotte da soggetti animati da diverse motivazioni che spaziano da rivendicazioni ambientaliste ad atti estorsivi fino ad azioni riconducibili ad attività geopolitiche. Tali azioni possono essere attuate sia mediante l'utilizzo di vettori fisici che attraverso azioni cyber ma anche con approcci più complessi che prevedono l'impiego di strategie ibride. Per contrastare questa tipologia di minaccia è fondamentale complementare la cultura della safety di processo con le competenze proprie della security aziendale in una visione olistica della sicurezza. Attività che impone agli operatori di svolgere specifiche analisi del rischio al fine di cogliere i potenziali pericoli derivanti da azioni dolose anche in collaborazione con il Ministero dell'Interno, la Presidenza del Consiglio dei Ministri e gli altri organi competenti. Analisi del rischio che deve tener conto in modo esplicito che a differenza di quelli che sono i pericoli di natura accidentale o naturale, le azioni dolose si caratterizzano per la presenza di antagonisti senzienti e ciò impone un orientamento diverso alla valutazione delle probabilità di accadimento (solo in parte riconducibili a serie storiche) ponendo di converso maggiore enfasi sugli aspetti di impatto potenziale e di resilienza. Da questa attività discende la necessità di predisporre un adeguato modello organizzativo che consenta di valutare in modo complessivo le problematiche di "security", che sia in grado di mettere in atto le adeguate contromisure anche sfruttando le moderne tecnologie ma soprattutto in grado di operare nell'ambito di una "security" partecipata che vede una sinergica collaborazione, nel pieno rispetto dei propri ruoli, fra la struttura di security aziendale e le diverse autorità pubbliche.

Questo lavoro illustra questa modalità di approccio prendendo in considerazione due dei progetti di maggiore rilevanza sviluppati negli ultimi anni in Italia ovvero il collegamento Trans Adriatic Pipeline (TAP) che porta in Italia il gas dall'Azerbaijan e il rigassificatore installato provvisoriamente nel porto di Piombino per sopperire alla crisi energetica innescata dall'invasione Russa dell'Ucraina.

Keywords: sicurezza partecipata, approccio olistico, cyber-physical system, sistemi di sicurezza, LNG.

1. Introduzione

Come evidenziato anche dalla Seveso III [1] e reso eclatante da quanto occorso al gasdotto Nord Stream 2 [2], per gli impianti a pressione è fondamentale considerare in aggiunta a quelle che sono le problematiche proprie dell'impianto, anche gli aspetti connessi con eventuali azioni dolose [3]. Tali azioni possono essere condotte da soggetti animati da diverse motivazioni che spaziano da rivendicazioni ambientaliste a atti estorsivi fino ad azioni riconducibili ad attività geopolitiche [4]. Esse possono essere attuate sia mediante l'utilizzo di vettori fisici che attraverso azioni cyber ma anche con approcci più complessi che prevedono l'impiego di strategie ibride. Per contrastare questa tipologia di minaccia è fondamentale complementare la cultura della safety di processo con le competenze proprie della security industriale in una visione olistica della sicurezza [5].

Per illustrare come tale integrazione sia possibile, oltre che auspicabile, in questo lavoro verrà presentato quanto fatto in ambito di "security" per la realizzazione del cantiere del TAP e per il rigassificatore di Piombino. Nello specifico il primo ha visto la necessità di realizzare un sistema di security partecipata in grado di contrastare frange anche violente di opposizione cresciute sulla scorta di una visione distorta dei rischi legati all'impianto alimentata da una narrazione basata, essenzialmente, su fake news. Il secondo è stato un unicum a livello nazionale sia per quel che riguarda le tempistiche di realizzazione che per la sua collocazione all'interno di un porto operativo. Questi aspetti, unitamente alle diverse classi di minacce alle quali questi impianti sono potenzialmente esposti, hanno condotto alla definizione di un sistema di security incentrato su competenze professionali, compliance normativa, procedure e tecnologie che prendendo le mosse da una attenta analisi dei rischi, hanno consentito di definire una soluzione sistemica in grado di garantire elevati standard di security pur nel complesso quadro d'insieme.

2. La security nel cantiere del TAP

La realizzazione del Trans-Adriatic Pipeline (TAP) completato nell'ottobre del 2020 ha incontrato una forte opposizione per quel che riguarda l'approdo del gasdotto a Melendugno¹. Tale opposizione si è caratterizzata anche per episodi di violenza contro le installazioni della TAP e dei lavoratori² imponendo l'adozione di un opportuno modello di security al fine di garantire, in sicurezza, l'esecuzione delle diverse lavorazioni nei tempi previsti. Tale approccio si basa sulla attenta valutazione ed analisi dei fenomeni eversivi da contrastare da cui è scaturita una strategia basata su un modello di cooperazione pubblico privato e sulla installazione di specifiche strutture di sicurezza attive e passive. A tale attività si è

¹https://bari.repubblica.it/cronaca/2018/11/12/news/tap_manifestazione_all_alba_a_melendugno_per_dire_no_al_cantiere-211439342/

²<https://www.ilfoglio.it/cronache/2018/01/26/news/cantiere-tap-feriti-tre-poliziotti-175431/>

affiancata un'azione di contrasto alle fake-news. Il tutto in una cornice di sinergica cooperazione pubblico-privato con le autorità preposte, a partire dalla collaborazione con la Questura di Lecce.

2.1 Il cantiere di Melendugno

Il cantiere di Melendugno aveva lo scopo di realizzare il micro-tunnel necessario per la creazione della condotta sottomarina che si innestava nella pipeline sottomarina a circa 600 metri dalla costa di San Foca. Il cantiere ha una forma irregolare illustrata nella Fig. 1.



Figura 1. Cantiere TAP di Melendugno

In fase di progettazione, al fine di limitare al minimo i disagi per la popolazione, i progettisti avevano ottimizzato al massimo l'utilizzo dei terreni cercando di limitare al minimo l'espropriazione temporanea delle aree. Ciò ha implicato che su tutte le aree oggetto di espropriazione erano previsti specifici utilizzi funzionali alla realizzazione delle opere senza, però, tener conto delle problematiche di security e quindi non prevedendo né aree di stand-off perimetrali né gli spazi per la installazione delle misure di security. Tale scelta derivava da una visione "semplicistica" del problema della security che si limitava a prevedere un dispositivo basato su una recinzione perimetrale in reticolato utile per evitare l'accesso abusivo al cantiere e prevenire furti di materiale, ma non per contrastare una opposizione violenta ed organizzata [6].

Nel seguito verranno illustrati i principali elementi che hanno costituito il sistema di sicurezza messo in atto.

2.2 Metodologia adottata

La società TAP nel rendersi conto alla luce dell'occupazione del primo cantiere a Melendugno occorso nell'aprile del 2017 con distruzione sia della recinzione che di quanto in esso presente decise di affidare a Snam la gestione della security del cantiere. Snam è stata pertanto chiamata a mettere in campo le proprie

competenze in tema di security per garantire quanto necessario per la realizzazione dell'opera. Per tale attività Snam poteva contare sulle proprie esperienze, procedure e competenze che si sostanziano in un modello organizzativo in grado di approcciare il problema della security di un sito strategico in modo integrato.

Il punto di partenza di questa attività è stata l'analisi dei rischi andando comprendere i *modus operandi* degli oppositori all'opera. Questi erano composti, oltre a strati della popolazione atterriti da una narrazione fake sugli effettivi rischi dell'impianto, da frange violente riconducibili a ideologia ambientalista/antagonista simili ai movimenti no-Tav oppure no-Mose che hanno agito nel Nord d'Italia. Tali gruppi si caratterizzano per supportare la loro ideologia con azioni violente contro beni e materiali riconducibili, nel caso in specie, alla società TAP. All'interno di queste frange c'era, inoltre, l'ulteriore rischio che trovassero spazio anche elementi dell'estremismo anarchico il cui *modus operandi* è più pericoloso agendo questi ultimi anche mediante l'impiego di ordigni incendiari o esplosivi. Infine, si doveva tener conto della possibilità che la criminalità, sia locale che organizzata, potesse sfruttare lo scenario per perseguire propri fine.

Partendo da tali premesse si è andato a definire, unitamente al Ministero degli Interni e alla Questura di Lecce, quelli che dovevano essere i requisiti per il sistema di security del cantiere. Sistema che prevedeva la concorrente presenza delle attività delle forze dell'ordine, per quel che riguarda tutti gli aspetti di ordine pubblico, e dell'organizzazione di Snam per gli aspetti più prettamente di security del cantiere.

Questa attività ha trovato la sua sintesi in una stretta sinergia che ha portato ad una co-definizione dei requisiti anche tecnici del sistema di security. Nello specifico ci si è resi conto della necessità di dover avere da un lato una perimetrazione fisica atta a sopportare la pressione dei manifestanti ed a prevenire che il lancio di oggetti potesse incidere sulla salute di chi operava all'interno del cantiere e dall'altro di avere a disposizione un sistema di monitoraggio fisico e cyber in grado di aiutare le forze dell'ordine nell'individuare e riconoscere iniziative che prevaricavano la legittima protesta caratterizzandosi nella sostanza quali attività estremiste e violente. Lo scopo primario del sistema era quello di salvaguardare dell'incolumità delle maestranze, dei cittadini e delle forze dell'ordine (oltre che la tutela dei beni di TAP). Inoltre, il sistema doveva consentire l'attuazione di una strategia di difesa dinamica e adattativa dei presidi delle forze dell'ordine sul territorio che consentisse una corretta gestione dei momenti di "tensione" oltre che supportare le forze dell'ordine nell'individuare le singole responsabilità degli specifici atti violenti per poterli perseguire secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

Si è arrivati ad un modello all'interno del quale l'autorità pubblica attua le sue proprie attività di monitoraggio del territorio sfruttando anche soluzioni tecnologiche innovative messe a punto da Snam.

2.1 La sicurezza perimetrale passiva

Il cantiere ha un perimetro di circa 1,5 km estremamente irregolare anche a causa dell'olografia dei luoghi e della presenza di alcuni vincoli imposti e per la tutela di specifiche essenze arboree. Inoltre, per esigenze di ordine pubblico, è stata fatta la richiesta di definire una soluzione che fosse rapidamente installabile e, all'occorrenza, riposizionabile in modo da avere una perimetrazione in grado di essere dinamicamente modificata. Le disposizioni urbanistiche vietavano, per altro, la realizzazione di qualunque tipo di fondazione o di ancoraggio della recinzione al terreno.

La soluzione adottata è stata quella di realizzare una recinzione basata su new jersey sormontati da una maglia elettrosaldata e da un concertina sfruttando elementi modulari illustrati nella Figura 2a

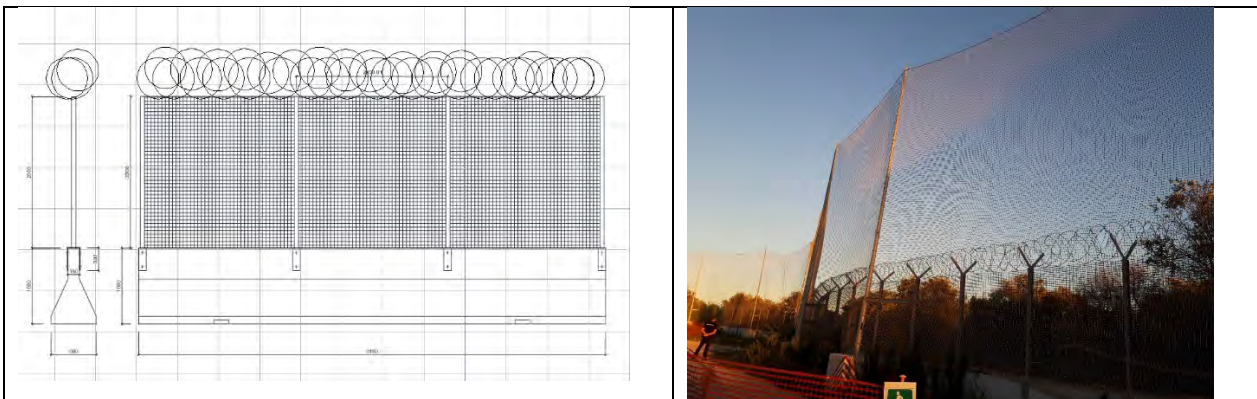


Figura 2. Recinzione di cantiere

Specifici accorgimenti sono stati introdotti per garantire continuità della struttura e l'impossibilità dello smontaggio dall'esterno.

In questo modo si è realizzata una barriera che, anche alla luce della presenza di forze dell'ordine all'interno del cantiere, era in grado di evitare lo scavalco da parte dei manifestanti. Inoltre, la struttura presenta sufficiente inerzia da non poter essere abbattuta o divelta oltre che una tempistica di installazione e riconfigurazione estremamente contenuta.

Per una maggiore tutela dei lavoratori che operavano all'interno del cantiere si è installata, inoltre, una seconda recinzione con una altezza di 9 metri il cui scopo era quello di evitare che eventuali oggetti lanciati dai manifestanti potessero colpire le maestranze.

2.1 La sicurezza perimetrale attiva

La irregolarità del perimetro e la necessità di un sistema velocemente deployabile e riconfigurabile e l'impossibilità di poter realizzare un anello di alimentazione lungo il perimetro ha suggerito di adottare un sistema di video sorveglianza basato su tecnologia multi-spettrale ed una approccio a controllo trasversale.

La soluzione delineata si basa su quattro moduli (torrette) autoportanti con autonomo basamento. Ciascuna torretta prevede la presenza di un palo alto 12 m sulla cui sommità è installata una telecamera termica rotativa ad alta velocità affiancata da due telecamere ottiche brandeggianti 4k dotate di sistema di visione notturna oltre agli apparati di comunicazione radio. Nel basamento trovano alloggio i sistemi di controllo, i pannelli solari per l'alimentazione, un gruppo elettrogeno, un sistema di storage locale.

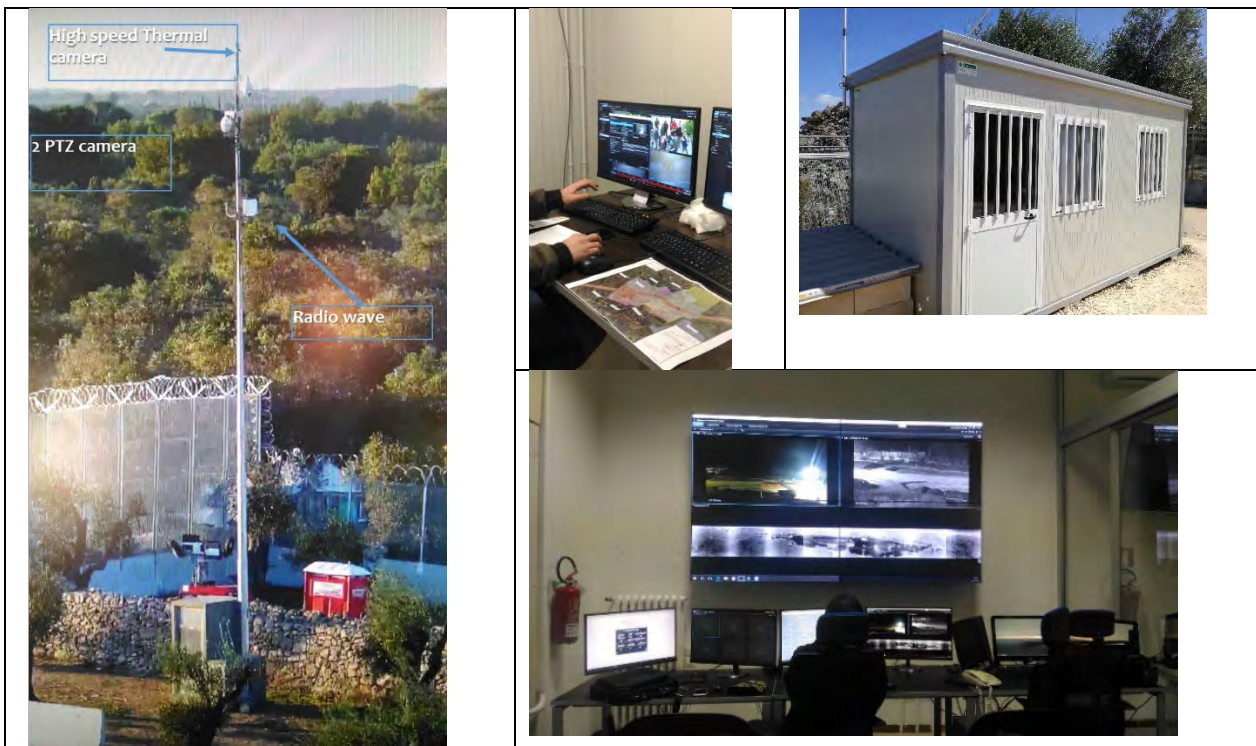


Figura 3. Recinzione di cantiere.

L'elemento maggiormente innovativo è stato l'utilizzo di una telecamera termica rotante in grado effettuare una scansione di 360° ogni 2 secondi. Il sistema è in grado di individuare e classificare, animali, persone e veicoli fino ad una distanza di quasi 200 m fornendone le coordinate geografiche. Queste ultime sono utilizzate per il puntamento automatico delle due telecamere ottiche.

Grazie alla possibilità di inserire delle maschere a livello software è stata possibile creare delle zone di attenzione, a vario livello di criticità (ovvero delle virtual fence) che se oltrepassate fanno scattare specifici allarmi. L'utilizzo di maschere ha inoltre consentito di evitare qualunque violazione dello statuto dei lavoratori in quanto le attività svolte all'interno dell'area del cantiere non attivavano alcun allarme.

Per prevenirne il danneggiamento tutte le telecamere avevano un livello di protezione IP66 e IK10. La posizione delle torrette (sia nella configurazione iniziale che in tutte i successivi riposizionamenti) è stata studiata per ottimizzare la copertura con il vincolo di risultare in copertura ottica reciproca.

Per quel che riguarda la condivisione delle immagini si è preferito (stante l'impossibilità di realizzare connessioni in fibra) l'utilizzo di ponti radio punto-punto fra le quattro torrette operati in banda 5 GHz. Tale soluzione, sebbene maggiormente costosa e più complessa da installare, è stata preferita alla realizzazione di un LAN wi-fi per evitare rischi di cyber security.

Tutte le immagini arrivavano in tempo reale sulla torretta #1 che le rendeva disponibili al centro di controllo locale all'interno del cantiere e tramite un ponte radio in banda 17 GHz alla sala di operativa della Questura di Lecce.

Sia presso il centro di controllo nel cantiere che presso la Questura di Lecce specifici sistemi provvedevano alla conservazione delle immagini.

Per ridondanza ogni torretta è dotata di un suo sistema di storage in grado di immagazzinare le immagini provenienti dalle proprie telecamere fino a 7 giorni e di una SIM dati per la trasmissione delle immagini alla Questura di Lecce anche in assenza del ponte radio.

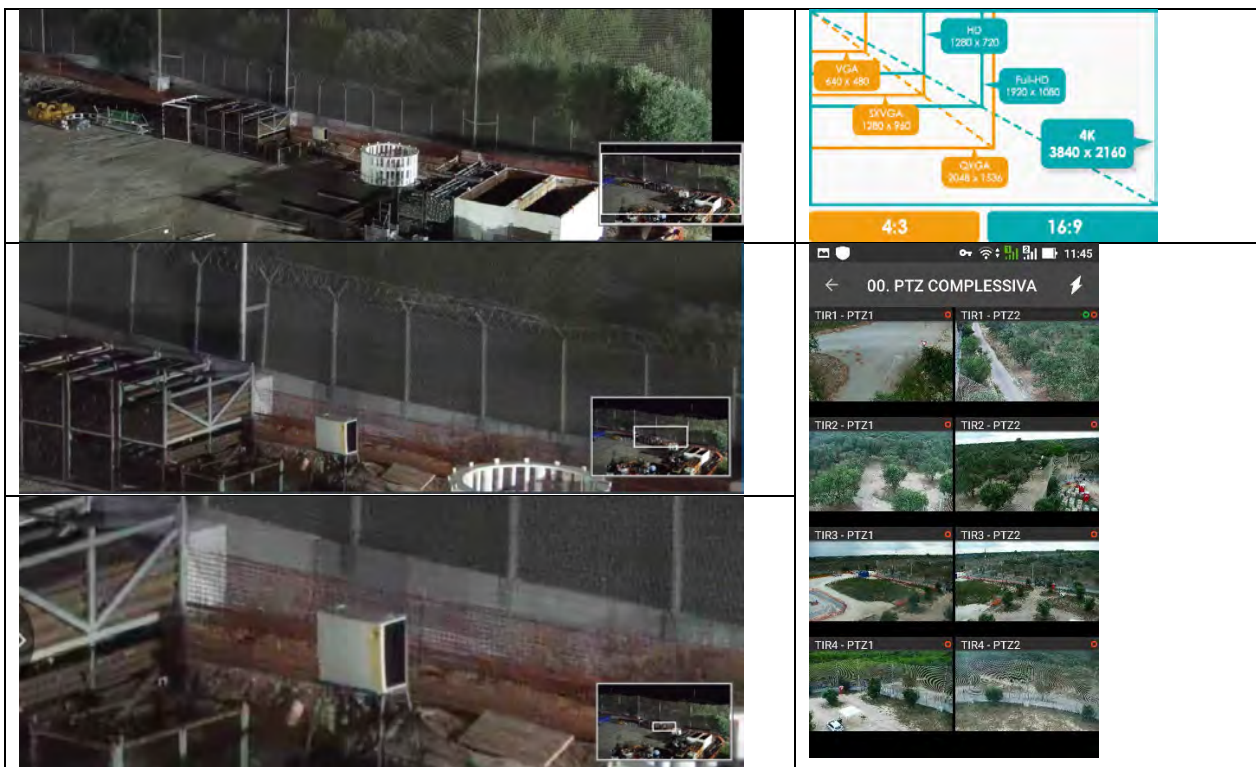


Figura 4. Recinzione di cantiere

Per consentire un flusso costante di immagini in formato full hd 4k si è optato per un protocollo di compressione H265.

Tutte le immagini, sia quelle ottiche che quelle termiche, confluivano all'interno dell'ambiente di video analisi milestone che ne garantiva oltre che la fruizione distribuita anche le funzioni di motorizzazione e sincronizzazione temporale tramite un'interfacce di semplice utilizzo da parte delle forze dell'ordine.

Per consentire un miglior impiego del sistema, le immagini era condivisibili anche su dispositivi mobili.

Si precisa che le immagini era accessibili esclusivamente agli operatori delle forze dell'ordine.

2.4 Le fake news e il monitoraggio cyber

Oltre al monitoraggio del sito fisico, SNAM ha messo in campo una strategia di monitoraggio del web per individuare e contrastare le notizie false che circolavano in rete circa la pericolosità dell'impianto e le potenziali conseguenze negative per l'ambiente e le persone. Tale attività condotta esclusivamente su fonti aperte mediante tecniche OSINT ha consentito di effettuare una corretta narrazione che ha contribuito a ridurre il sentimento negativo nella popolazione.

3. La security nel rigassificatore a Piombino

Per limitare la dipendenza nazionale dalle importazioni di gas dalla Russia, il governo in concomitanza con l'invasione dell'Ucraina ebbe a chiedere a SNAM di attivarsi per incrementare rapidamente la capacità di rigassificazione nazionale, attraverso la l'installazione di Floating Storage e Regasification Unit (FSRU). In particolare, la richiesta del governa era di avere operativa entro la primavera del 2023 almeno una FSRU. Sfida complessa alla luce del poco tempo a disposizione (meno di un anno). Dopo un rapido e accurato studio si è individuato nel porto di Piombino la sede più idonea sulla scorta della vicinanza ad un punto di innesto con la rete nazionale di trasporto del gas, la disponibilità di capacità residua nella condotta (aspetto questo che ha di fatto escluso tutti gli approdi nel sud Italia), la disponibilità di una banchina con adeguato pescaggio e lunghezza. Tutte caratteristiche possedute dal porto di Piombino che aveva anche l'ulteriore aspetto positivo che la banchina da utilizzare si inserisce in un'area industriale dismessa e non urbanizzata.

L'impegno di SNAM e di tutti soggetti coinvolti ha consentito che Il 7 luglio 2023 la nave Golan Tundra ha potuto iniziare ad immettere gas nella condotta nazionale. La Golar Tundra è una nave FSRU lunga 292,5 metri, larga 43,4 metri e alta 55 metri, dotata di 4 serbatoi per lo stoccaggio di 170mila metri cubi di gas naturale liquefatto e una capacità di rigassificazione continua di 5 miliardi di metri cubi l'anno.

L'iniziativa ha trovato però oppostone nella popolazione locale allarmata dai potenziali pericoli legati al funzionamento dell'impianto. Pericoli legati sia alla peculiarità dell'impianto, ma anche a potenziali rischi di security anche alla luce del particolare scenario geopolitico.

L'esperienza maturata nella la gestione della security del TAP, fortemente incentrata su un modello di collaborazione pubblico-privato, ha consentito di mettere a punto in brevissimo tempo un analogo ed efficace sistema di security per l'impianto di rigassificazione di Piombino.

Infatti, per garantire la sicurezza della popolazione, oltre che dell'impianto, SNAM ha realizzato un security risk assessment condiviso anche con l'Autorità Portuale, la Capitaneria di Porto, la Prefettura di Livorno e le altre amministrazioni competenti, le quali hanno definito una specifica analisi dei rischi andando ad individuare le principali minacce. Sulla scorta di questa analisi si è provveduto a definire un Sistema Integrato di Sicurezza (SIS) in grado di ridurre ad un livello accettabile i diversi rischi (come schematicamente illustrato nella figura 5).

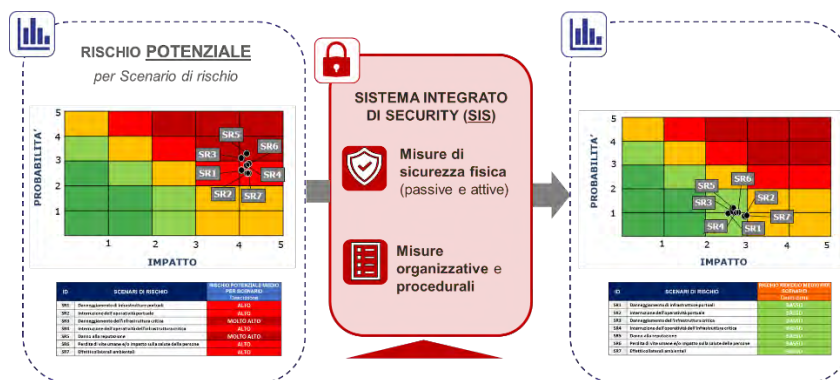


Figura 5. Processo di analisi e gestione dei rischi per la FSRU di Piombino

Tale SIS è stato poi incluso nel Port Facility Security Plan (PFSP) che rappresenta il documento principale sulla quale si basa la gestione dell'intera security, sia in condizioni di normale operatività che di eventuale emergenza.

In particolare, il SIS include tanto misure di sicurezza passive, che sistemi di sorveglianza attivi; oltre che gli aspetti organizzativi e procedurali.

Per ciò che riguarda la sicurezza fisica è stata realizzata sia una recinzione perimetrale alla banchina dove è ormeggiata la Golar Tundra che un'ulteriore recinzione a tutela degli accessi alla nave ed alle diverse facility presenti sulla banchina.

Sono stati poi installati un insieme di impianti fra i quali:

- Sistema antintrusione: previsto su recinzioni perimetrali, varchi, locali tecnici/aree sensibili ed integrato con la piattaforma di supervisione e gestione eventi di security (PSIM - Physical Security Information Management).
- Sistema di controllo accessi: per gestire e controllare puntualmente l'accreditamento e gli accessi in ingresso/uscita dai varchi pedonali e carrabili. Previsti in dotazione alla vigilanza strumenti portatili di controllo di persone e bagagli.

- Sistema di comunicazione safety & security: previste postazioni videocitofoniche di chiamata/risposta per gestire gli accessi carrabili e pedonali sia dal posto di guardia locale che dai SOC Snam; sistema di altoparlanti; sistema radio in uso al personale di vigilanza e di emergenza.
- Sistema di videosorveglianza: per monitoraggio accessi, aree di impianto, specchio di mare e locali tecnici/aree sensibili (previste telecamere ottiche HD, termiche, PTZ, radar termici 360°, dotati di algoritmi di analisi video avanzata; è inoltre previsto l'uso delle telecamere a bordo dell'FSRU, utilizzabili anche ai fini security per il monitoraggio delle aree esterne alla nave).
- Sistema di supervisione di security (PSIM): per la gestione integrata dei sistemi di sicurezza, presente localmente presso il posto di guardia ed in remoto negli attuali Security OperationsCenter (SOC) di Snam.
- Infrastruttura di alimentazione elettrica e dati: per consentire l'alimentazione e la connettività SIS degli apparati di Security verso gli apparati di centro ubicati presso la sala apparati SIS locale e gli attuali SOC di Snam; tale infrastruttura è fisicamente segregata rispetto a tutti gli altri impianti elettrici di sito.
- Sistema di illuminazione: a copertura di tutte le aree (banchina, FSRU e specchio di mare).

Per garantire la corretta gestione di tutti gli aspetti di security sono state elaborate specifiche procedure che definiscono le modalità di gestione dei singoli eventi sia in condizioni ordinarie che straordinarie incluso il piano di Business Continuity ed il piano di gestione delle emergenze (HSEQ). Questi documenti sono stati redatti con un approccio KISS (*keep it simple and short*) con l'obiettivo di avere delle procedure snelle, facilmente consultabili e seguibili dai vari operatori. Il tutto, ovviamente, affiancato da un percorso continuo di formazione e familiarizzazione per tutte le figure professionali che operano nel perimetro della security del FSRU.

4. Conclusioni

L'esperienza di quanto fatto per la security del TAP e del FSRU di Piombino hanno evidenziato l'importanza di diversi aspetti.

Il primo è sicuramente quello di dove perseguire un modello di sicurezza partecipato che, nel pieno rispetto dei singoli ruoli, vede una proficua collaborazione fra soggetti pubblici ed operatori privati su un piano di reciproca conoscenza, corretta cooperazione e scambio di informazioni bi-direzionale.

Il secondo, l'importanza di avere modelli di gestione della security che prendano le mosse da una attenta e costante analisi dei rischi faccia seguire l'adozione di specifiche e commisurate misure di sicurezza. Misure che debbono, a causa della variabilità della minaccia, essere dinamiche, riconfigurabili ed adattabili al mutare dello scenario.

Il terzo aspetto riguarda è l'importanza del fattore umano, nessuno dei progetti illustrati si sarebbe potuto realizzare senza la presenza di personale competente, motivato e adeguatamente supportato. Attività questa che passa per la valorizzazione delle competenze e dei meriti dei singoli, a cui si affianca un percorso di crescita e formazione tecnica e aziendale. Il che si traduce, semplificando, nel modo in cui è opportuno che vengano redatti documenti procedurali il cui scopo non è la mera necessità di essere compliant alle norme ma uno strumento agile che può utilizzato proficuamente da chi si trovi a dover operare in situazioni sia ordinarie che di emergenza.

5. Bibliografia

- [1] Ylönen, M., Tugnoli, A., Oliva, G., Heikkilä, J., Nissilä, M., Iaiani, M., ... & Del Prete, E. (2022). Integrated management of safety and security in Seveso sites- sociotechnical perspectives. *Safety science*, 151, 105741.
- [2] GÜLCAN, T. A., & ERGİNER, K. E. (2023). NATIONAL AND INTERNATIONAL MARITIME SITUATIONAL AWARENESS MODEL EXAMPLES AND THE EFFECTS OF NORTH STREAM PIPELINES SABOTAGE. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, 100624.
- [3] Setola, R., Faramondi, L., Salzano, E., & Cozzani, V. (2019). An overview of cyber-attack to industrial control system. *Chemical Engineering Transactions*, 77, 907-912
- [4] Oliva, G., Faramondi, L., Setola, R., Tesei, M., & Zio, E. (2021). A multi-criteria model for the security assessment of large-infrastructure construction sites. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, 35, 100460.
- [5] Tugnolia, A., Iaiania, M., Olivab, G., Salzanoa, E., Setolab, R., & Cozzania, V. (2019). Physical security barriers and protection distances for seveso sites. *Chem. Eng. Trans*, 77.
- [6] Arata, M. J. (2006). *Construction site security*. McGraw Hill Professional.

Attrezzature a pressione a servizio di un simulatore di ageing su collettori solari

M. Del Gaudio¹, C. Piccolo¹, A. De Cristofaro¹, A.M. Ammendola², F. Vitobello²

¹ Inail - Uot di Avellino

² Tresol s.r.l. - Gruppo TVP Solar

Abstract

La richiesta di fonti energetiche alternative ed il mercato in progressiva espansione non possono prescindere da un'evoluzione ed un miglioramento dei processi produttivi.

L'affidabilità dei prodotti e la durata nel tempo, oltre chiaramente ai costi di produzione e vendita, risultano elementi tali da determinare il successo del prodotto in un mercato competitivo. La durabilità nel tempo degli impianti, le particolari condizioni di esposizione alle intemperie, sicuramente al sole ed al freddo, con sbalzi termici a volta anche estremi, rappresentano "la normalità" per la tipologia dell'attrezzatura stessa.

Occorre considerare inoltre un aspetto di preponderante importanza quale la sicurezza tanto degli addetti alla produzione ed installazione di suddette apparecchiature nonché quella degli utilizzatori, i quali potrebbero incorrere in rischi residui legati appunto alla "vita residua" degli impianti.

Nel presente studio verranno illustrate le metodologie, adottate presso lo stabilimento di produzione di una azienda localizzata nel comprensorio industriale di Pianodardine di Avellino, per testare la resistenza all'invecchiamento di collettori solari ad alto rendimento. In particolare, verranno illustrate le specificità di un impianto per effettuare test di ageing e sottoporre a stress controllato gli innovativi pannelli solari termici ad alte prestazioni ivi realizzati, al fine di valutarne la durabilità nel tempo e le condizioni di utilizzo.

Nel corso dello studio, si presenteranno alcuni esempi di soluzioni di miglioramento dei componenti del pannello ottenuti grazie all'utilizzo dell'impianto di test.

Keywords: collettori solari, ageing, generatori di vapore.



Figura 1. Stabilimento di produzione dei pannelli solari termici

1. Mercato in crescita per il solare termico

Il Programma di collaborazione per il riscaldamento e il raffreddamento solari dell'Agenzia Internazionale dell'Energia ha pubblicato il rapporto **Solar Heat Worldwide 2022**, dal quale, tra gli altri dati emerge che dopo anni di calo, si registra finalmente una crescita nel mercato del solare termico.

Alla fine del 2021, si legge nel rapporto, la capacità solare termica in esercizio era di 533 GWh per una superficie di 746 milioni di m² di collettori, mentre il rendimento annuo registrato è stato pari a 425 TWh.

Tali dati si traducono in un risparmio di impatto ambientale corrispondente al **risparmio di 45,7 milioni di tonnellate di petrolio e 147,5 milioni di tonnellate di CO₂**.

Nel 2021 infatti sono stati realizzati 44 nuovi impianti solari termici di grandi dimensioni con una capacità di 142 MWh per il teleriscaldamento di edifici residenziali, commerciali e pubblici; alla fine dell'anno erano in funzione 530 impianti, per una capacità totale installata pari a 1.970 MWh, corrispondenti a 2,8 milioni di m² di superficie dei collettori.

Il succitato rapporto evidenzia anche come il mercato dei sistemi che combinano fotovoltaico e solare termico (collettori PVT) abbia registrato una **crescita significativa del 13%** tanto che nel 2021 sono stati messi in servizio circa 6mila nuovi sistemi PVT, per un numero totale a fine anno di 34mila impianti.

I primi 3 Paesi per capacità totale installata a fine 2020 sono stati **Cina, Turchia e Stati Uniti**; tuttavia, il quadro è decisamente diverso quando si confrontano i dati su base pro capite, mentre sul podio in termini di capacità installata per mille abitanti erano Barbados, Cipro e Israele.

Nel 2020, specifica il rapporto, i collettori a tubi sottovuoto hanno rappresentato il 60% della nuova potenza installata, seguiti dai collettori piani con il 34%.

In un contesto globale, questa ripartizione è guidata principalmente dal **predominio del mercato cinese**, dove circa il 72% di tutti i collettori di nuova installazione nel 2020 sono stati a tubi sottovuoto.

Da tale report si evince anche che la quota del mercato indiano, relativa ai collettori di nuova installazione di tale tipologia è del 18%.

Se l'attenzione viene poi rivolta a quanto accade a livello mondiale i dati emergenti testimoniano che la quota di collettori a tubi sottovuoto in tutto il mondo è diminuita da circa l'82% nel 2011 al 60% nel 2020, e, allo stesso tempo, i collettori piani hanno aumentato la loro quota **da circa il 15% al 34%**.

In Europa, la situazione è quasi l'opposto di quella cinese, con il 71% di tutti i collettori solari termici installati nel 2020 costituiti da collettori piani; in una prospettiva di medio termine, invece, la quota di collettori piani in Europa è diminuita dall'81% nel 2011 al 71% nel 2020. Complessivamente, la quota di collettori a tubi sottovuoto in Europa è aumentata tra il 2011 e il 2020 dal 16% al 28%, mentre si registra una crescita dell'interesse per sistemi solari termici applicati a **processi industriali**.

Almeno 74 sistemi di riscaldamento di processo sono stati realizzati nel 2020, con un numero di progetti oggi operativi pari a 891.

Nel grafico vediamo dunque come si è evoluta la capacità solare termica globale dei collettori vetrati e non: **dal 2000** è cresciuta da 62 GWth (89 milioni di mq) a 501 GWth (715 milioni di mq) **nel 2020**.

Conseguenza inevitabile di quanto appena detto è che la corrispondente **energia solare** annua è passata da 51 TWh nel 2000 a 407 TWh nel 2020; quindi in 20 anni la tecnologia è cresciuta di **8 volte**.



Figura 2. La capacità solare termica globale dei collettori 2000-2020

Nei collettori solari il fluido termovettore (tipicamente acqua) attraversa una serpentina in rame saldata ad un foglio di alluminio dotato di un coating selettivo. Il calore del sole riscalda il foglio di alluminio e viene trasportato via dal fluido che attraversa i tubi di rame. Il fluido caldo viene poi ceduto ad uno scambiatore per il successivo utilizzo in ambito civile e/o industriale.

In generale, il mercato del solare termico è stato limitato dall'incapacità tecnologica dei collettori tradizionali, sia *flat plate* sia *evacuated tube*, di raggiungere e lavorare a temperature operative più alte di 65°C.

Per colmare questo gap tecnologico sono nati nuovi collettori solari piani che sfruttano un innovativo isolamento all'alto-vuoto che limita le perdite termiche da convezione, permettendo di salire in temperatura al di sopra dei 65°C fino a raggiungere i 250°C, lavorando con alta efficienza nella conversione dell'energia solare in energia termica anche in territori a basso irraggiamento (tipo Europa continentale).

2. La piattaforma di ageing ad Avellino

2.1 I collettori solari

I collettori solari, oggetto del test prodotto dall'azienda sono speciali collettori piani ad ultra alto vuoto introdotti sul mercato negli ultimi anni.

All'interno dell'involucro del pannello, durante un processo produttivo proprietario, è creata una condizione di vuoto spinto (UHV) in grado di annullare gli scambi di calore per convezione, con conseguente aumento sia dell'efficienza, che delle prestazioni in generale (ad esempio delle potenziali temperature di esercizio).

L'elevato rendimento permette di raggiungere temperature del fluido termovettore superiori ai 180 °C, consentendo quindi l'adozione del prodotto in diversi ambiti, che vanno dalla produzione di acqua sanitaria fino alla produzione di vapore per usi industriali. L'involucro stesso (grazie anche al sigillo vetro-metallo proprietario) garantisce, inoltre, la conservazione nel tempo delle caratteristiche di efficienza, mentre i punti di contatto tra le serpentine del pannello e l'involucro costituiscono i potenziali punti di cedimento del prodotto. Pertanto, per poter valutare la durabilità nel tempo e garantirne una durata di 25 anni, si è reso necessario effettuare test idraulici significativi utilizzando un innovativo impianto di ageing.

MT-Power Specifications (v4 SK)



Physical Characteristics		
Dimensions	see diagram for details	
Unit Gross Area	1.96 m ²	21 sq. ft.
Aperture Area	1.84 m ²	20 sq. ft.
Weight	53 kg	117 lb
Fluid Volume	1.4 L	47 fl. oz.
Heat Absorber-Pipe	Al sheet + Cu pipe	
Absorber Coating	Alanod Mirotherm	
Back-plate	AISI 441 stainless steel	
Glass Coating	Single-sided anti-reflective (interior face)	
Connecting Ports	SMS PN16	
Operating Conditions		
Stagnation Temperature	302 °C	576 °F
Max. Operating Pressure	16 bar	232 psi
Pressure Drop H ₂ O @ 260 l/h ; 50°C	1.4 kPa	138 mm H ₂ O

Figura 3. Caratteristiche del pannello

Il test è condotto non solo allo scopo di individuare la durabilità nel tempo, ma anche di monitorare eventuali criticità e, conseguentemente, migliorare sia le caratteristiche del prodotto che quelle della componentistica dell'impianto idraulico a pressione, di cui è composto il campo solare termico, quali: flessibili, valvole, flange, guarnizioni, connettori, etc.

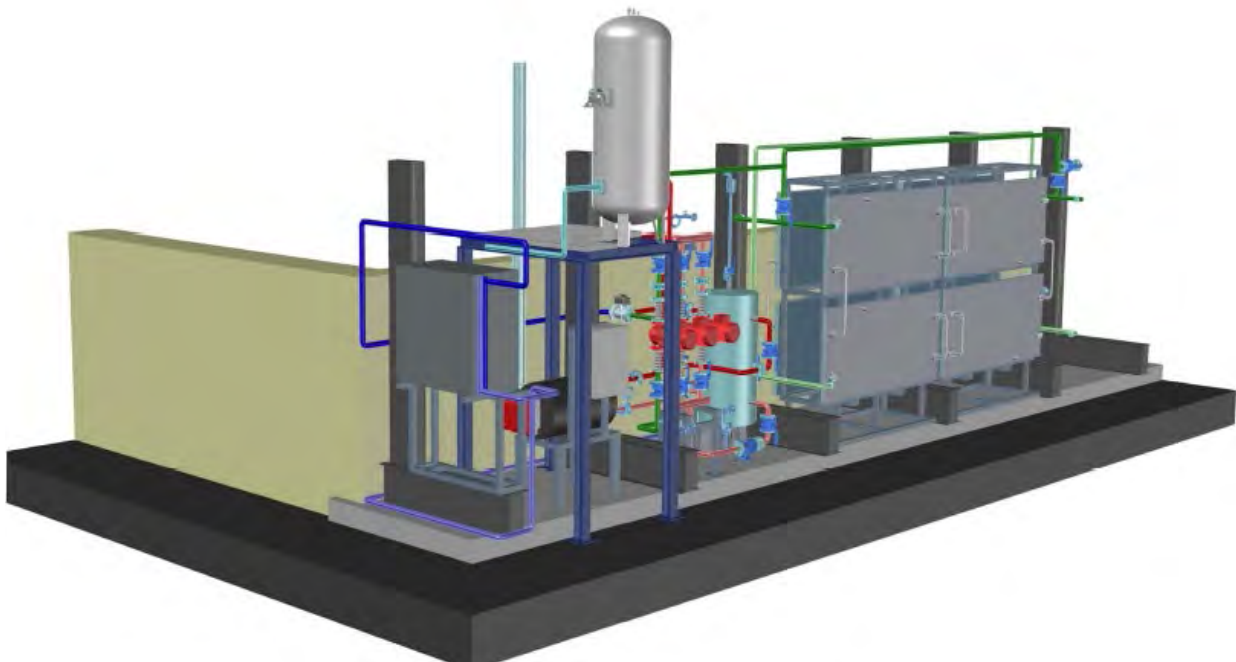


Figura 4. Impianto di ageing

2.2 Dati di progetto

I parametri caratteristici di funzionamento dell'impianto sono individuati sulla scorta delle condizioni di seguito specificate:

Condizioni di esercizio

- Temperatura massima di esercizio del generatore: 180 °C.
- Pressione massima di esercizio del generatore: 10 bar.

Specifiche di targa del generatore

- Temperatura massima di esercizio del generatore: 190 °C.
- Pressione massima di esercizio del generatore: 11,76 bar.
- Potenza termica del generatore: 30 kW.
- Pressione di taratura della valvola di sicurezza: 11,2 bar.

L'impianto di ageing (schema funzionale Fig.5) è sostanzialmente costituito da una sezione di generazione del fluido caldo (acqua surriscaldata) con accumulo inerziale, da un circuito di raffreddamento e dal circuito di prova, costituito complessivamente da n.8 collettori solari, suddivisi su n.2 stringhe indipendenti da 4 elementi ciascuna.

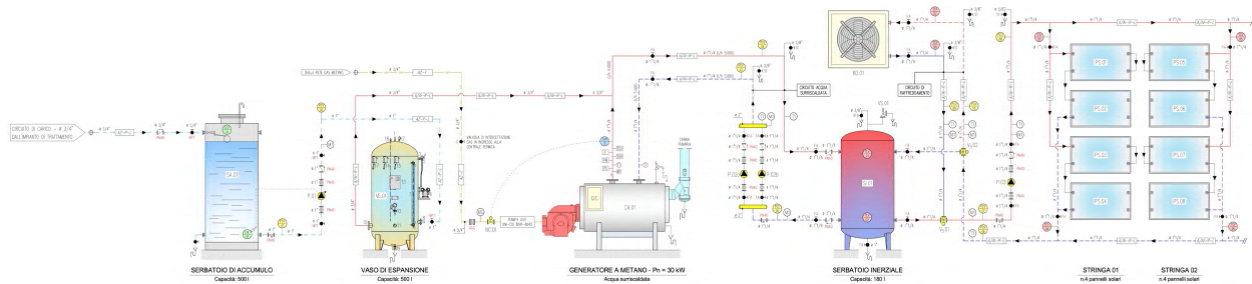


Figura 5. Schema funzionale impianto di ageing

In particolare, sono presenti:

- 1) **Un generatore di acqua surriscaldata** alimentato a metano con un volume di acqua di 12 litri con potenza termica nominale di 30 kW, una pressione max di esercizio di 11,76 bar ed una temperatura max di esercizio di 190 °C.
- 2) **Un serbatoio inerziale** in cui il fluido caldo viene immagazzinato mantenuto ad una temperatura di 175 °C. Il serbatoio ha una capacità di 180 litri, una pressione max di esercizio di 16 bar ed una temperatura max di esercizio di 180 °C.

Sulla tubazione di mandata della caldaia e sul serbatoio inerziale sono installate valvole di sicurezza con pressione di taratura: **11,2** bar.

Dal serbatoio inerziale, il fluido vettore viene inviato al circuito di prova, costituito da una sola stringa di n.4 pannelli solari.

Il pannello presenta le seguenti caratteristiche:

- Dimensioni (LxHxP): mm 2014x975x115.
- Superficie: mq 1,84.
- Peso: 53 kg.
- Capacità: 1,4 litri.
- Perdita di carico: 1,4 kPa.
- Pressione max di esercizio: 16 bar.
- Temperatura di stagnazione: 302 °C.
- Potenza di picco: ~1,1÷1,4 kW.

Il processo di prova si realizza mediante una serie di cicli di funzionamento che, ad intervalli prestabiliti, sottopongono i componenti a condizioni di esercizio alternativamente in regime di alta (175 °C) e bassa (ambiente+10 °C) temperatura. L'alternanza è gestita da una **coppia di valvole deviatrici a 3 vie**, motorizzate, che indirizzano la circolazione del fluido vettore sul circuito caldo (alimentato dalla caldaia), ovvero sul circuito di raffreddamento, costituito da un dissipatore aria-acqua, dotato di pacco di scambio a lamelle e ventilatore di diffusione aria.

Il radiatore presenta le seguenti caratteristiche:

Portata aria: 12.000 mc/h. Temperature IN/OUT: 180,0/146,9 °C.

3) Un vaso di espansione per acqua surriscaldata della capacità di 500 lt., pressione massima di esercizio 16 bar temperatura massima di esercizio 204 °C.

Il vaso è collegato ad un apposito sistema di reintegro da una rete esistente (acqua demineralizzata). Al vaso sono associate:

- Una valvola di sicurezza con taratura a 16 bar
- Una sonda di minimo livello

4) Un serbatoio di accumulo in acciaio inox a pressione atmosferica della capacità di 550 lit. (acqua fredda) che riceve acqua trattata in un impianto di addolcimento.

La circolazione del fluido vettore all'interno delle tubazioni è affidata a **n. 3 elettropompe centrifughe** monostadio a motore ventilato, del tipo in-line, per acqua surriscaldata (2 installate sul circuito primario caldo e l'altra sul secondario caldo/freddo), di idonee caratteristiche.

L'impianto è corredato dei necessari dispositivi di comando, regolazione e controllo ed è interfacciato con il sistema di supervisione per il monitoraggio e la registrazione dei dati rilevati dalle sonde di campo, durante tutto il ciclo di prova.

I collettori sono inoltre direttamente esposti alle intemperie che per le caratteristiche climatiche di Avellino prevedono temperature inferiori a 0 °C in inverno e superiori a 35 °C in estate, una umidità ed una piovosità normalmente elevata spesso con venti di forte entità.

Piattaforma di ageing

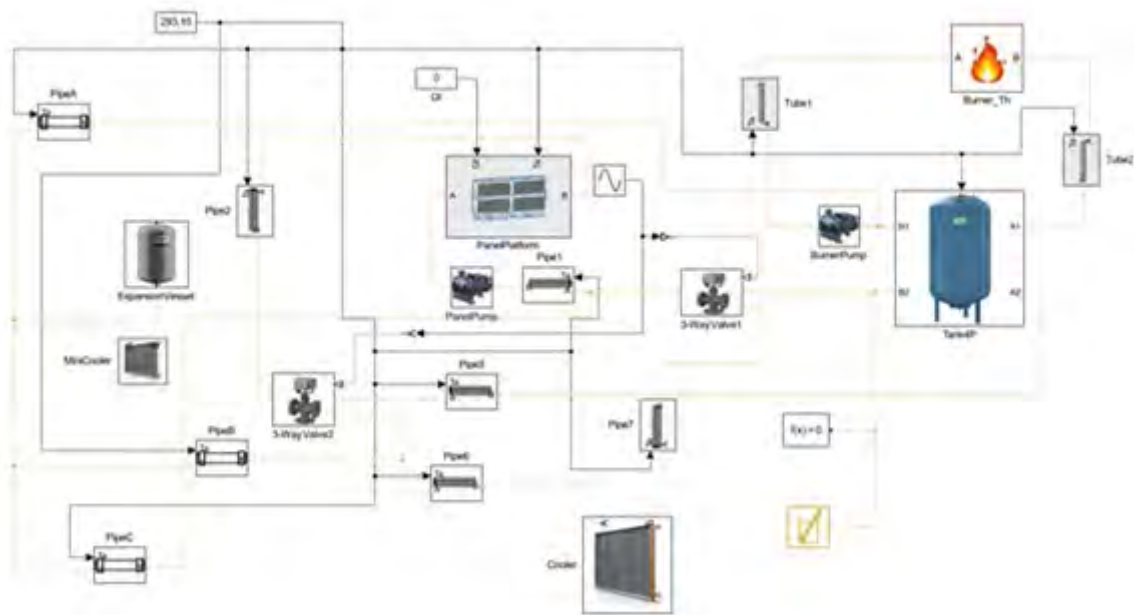


Figura 6. Piattaforma di ageing

Il sistema è concepito per simulare in maniera repentina un intero ciclo di vita del componente, sottoponendolo a sollecitazioni fisiche ripetute e variando la temperatura del fluido tra i valori minimo e massimo di set-point, con una frequenza stabilita.

Con 3 cicli/ora ed un'escursione termica variabile tra i valori di temperatura T_{min} ($t_{ambiente} + 10\text{ °C}$) e T_{max} (175 °C) nell'arco dell'intera giornata (24 ore), si ottengono complessivamente 72 cicli, pertanto, 5 giorni di processo equivalgono ad 1 anno di vita del prodotto (360 cicli).

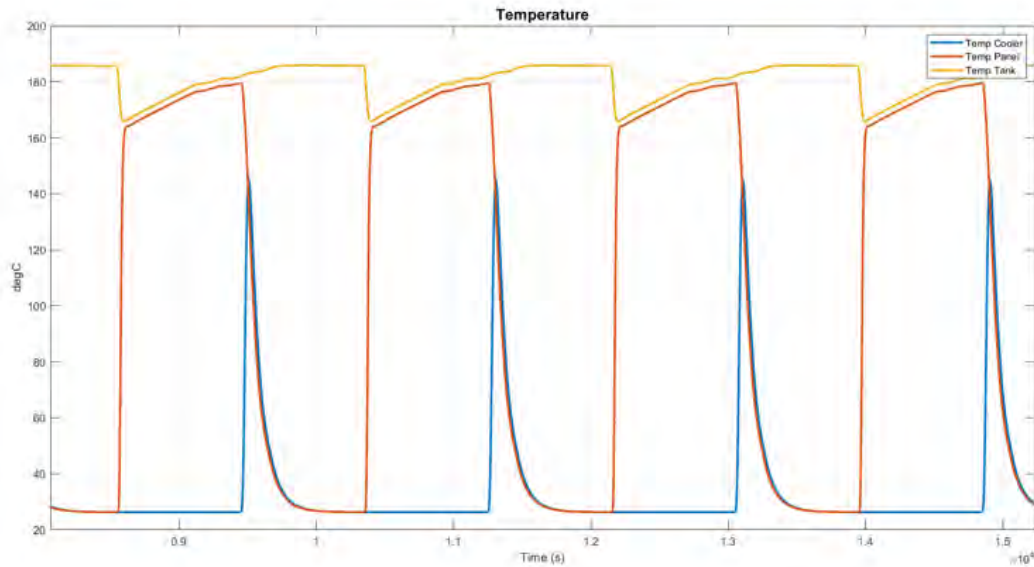


Figura 7. Cicli di prova

2.3 Vantaggi ottenuti dall'utilizzo dell'impianto di ageing

L'impianto di ageing, nonostante la sua recente entrata in servizio, ha consentito di risolvere, attraverso un'evoluzione dei componenti del pannello, alcune criticità emerse in campo.

L'utilizzo della piattaforma ha consentito di:

- **riprodurre il malfunzionamento riscontrato in campo dovuto alla comparsa di perdite su una percentuale di connettori dei pannelli già dal primo anno di esercizio.**
- **individuare le potenziali soluzioni,**
- **effettuare i test sulle soluzioni ipotizzate,**
- **validare la soluzione scelta,**

con conseguente miglioramento del prodotto.

A titolo di esempio si riportano i risultati del lavoro svolto:

- **SOLUZIONE 1:** sostituzione della guarnizione in FKM con guarnizione in grafite (Origraph).
- **SOLUZIONE 2:** adozione di un connettore a crimpare in sostituzione del precedente connettore a vite.

La SOLUZIONE 1 ha consentito di effettuare un retrofit di tutti gli impianti installati.

La SOLUZIONE 2: è stata utilizzata per tutti i nuovi campi

Un procedimento analogo è stato eseguito per la verifica della componentistica degli impianti solari.

2.4 La certificazione

L'impianto di ageing nel suo complesso non è soggetto ad attività certificative previste dal campo di applicazione del dm 329/2004 (*Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all' art. 19 del d.lgs. 93 del 25 febbraio 2000*) tenuto conto che non è oggetto di commercializzazione.

Contrariamente rientrano nel suddetto campo di applicazione alcuni componenti singoli in relazione ai valori di pressione e di volume.

In particolare, su richiesta dell'azienda, sono stati oggetto di verifica contestuale di messa in servizio ai sensi degli artt. 4 e 6 del dm 329/2004 da parte della competente UOT di Avellino il **serbatoio inerziale** per accumulo di fluido caldo (Pressione 16 bar Volume 180 lt) ed il **vaso di espansione** (Pressione 16 bar Volume 500 lt).

Le attività di verifica in relazione ai disposti normativi di cui al dm 329/2004 hanno interessato soltanto i componenti descritti nella piattaforma di ageing presente esclusivamente presso l'azienda produttrice dei pannelli ad Avellino.

Tuttavia, esigenze commerciali hanno richiesto all' azienda certificazioni da fornire nella fase di installazione presso clienti esterni per impianti di pannelli solari installati nella loro complessità.

Certificazioni che in alcuni casi riguardano i singoli componenti in relazione ai valori di pressione e di volume, come nel caso della piattaforma di ageing suddetta, ma in alcuni casi riguardano l'intero impianto in relazione ai valori complessivi dei volumi dei tubi presenti nei pannelli solari installati che, come visto, hanno un volume per singolo pannello di 1,4 lt con una pressione di 16 bar.

In relazione a quanto sopra risulta evidente che l'impianto dovrà essere certificato secondo quanto previsto dalla Direttiva PED 2014/68/UE e richiedere l'intervento di un Organismo Notificato secondo i moduli di valutazione che l'azienda riterrà opportuno adottare.

3. Conclusioni

Nella verifica delle attrezzature a pressione i tecnici Inail debbono analizzare impianti estremamente variabili per caratteristiche tecniche ma, soprattutto, utilizzati per scopi più disparati.

In molti casi il progettista dell'azienda adotta delle soluzioni originali in funzione dell'uso specifico ed è quindi necessaria una collaborazione con i tecnici Inail per verificare che le soluzioni adottate siano comunque conformi a quanto richiesto dalla normativa vigente.

In impianti come quello esaminato l'estrema variabilità delle prestazioni richieste sollecita, in modo significativo, i vari componenti e quindi ancor più importante verificare che siano presenti i più elevati requisiti di sicurezza.

Risulta importante, pertanto, il confronto tra tecnici INAIL, progettisti, costruttori e parte commerciale per garantire l'omogeneità della certificazione che sia conforme su tutto il territorio nazionale e consentire all' azienda di poter proporre il prodotto

nel pieno rispetto delle normative vigenti, garantendo sicurezza funzionalità e durata nel prodotto sempre nell'ottica della salvaguardia della salute e sicurezza dei lavoratori ed utilizzatori impegnati

4. Bibliografia

[1] Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/2004. Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93. emanato/a da: Ministro delle Attività Produttive Gazz. Uff. Suppl. Ordin. n° 22 del 28/01/2005.

[2] TVP Solar product Datasheet

[3] Solar Heat Worldwide 2022. International Energy Agency

Analisi congiunta dei settori “Seveso” e “Attrezzature a pressione”: esame e approfondimento statistico dei dati istituzionali

C. Simeoni¹, A. Nebbioso¹, A. Di Francesco², P. Iacono³

¹Inail – Dit

²Inail – DiMeLLa

³Inail - Segreteria tecnica del Presidente, Vicepresidente e CDA

Abstract

In riferimento alla ormai pluriennale attività circa l'analisi degli infortuni occorsi negli stabilimenti che utilizzano attrezzature a pressione e che ricadono nella legislazione “Seveso”, il lavoro fornisce l'aggiornamento delle informazioni per il periodo 2017-2020. Attraverso l'implementazione della metodologia atualizzata e utilizzata per la rappresentazione statistica degli stabilimenti rientranti nell'ambito di applicazione del D.lgs. 105/2015, vengono forniti i risultati dell'analisi condotta solo su quelli che rientrano contemporaneamente in entrambi i settori: “Seveso” e “Pressione”. In continuità con l'impostazione dei lavori presentati nel corso delle ultime edizioni del convegno, l'analisi sintetizza molti degli aspetti che rientrano nelle competenze dell'Inail, soprattutto in relazione alle denunce di infortunio, ponendo, ancora una volta, l'attenzione sul lavoratore e sulla sua sicurezza [1,2,3].

1. Introduzione

La direttiva "Seveso" (Direttiva 2012/18/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 luglio 2012, sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, recante modifica e successiva abrogazione della Direttiva 96/82/CE del Consiglio (anche nota come Direttiva Seveso III), è correlata al controllo di incidenti gravi che coinvolgono sostanze chimiche pericolose per gli esseri umani e l'ambiente. Le aziende sono soggette alla direttiva Seveso in base alla quantità di sostanze pericolose detenute, definite secondo il Regolamento UE n. 1272/2008 ed elencate nell'allegato 1 della Direttiva.

La legislazione vanta oltre quattro decenni di applicazione che hanno portato alla consolidazione di linee guida dettagliate, nonché di misure di prevenzione e protezione che devono essere attuate dagli Stati membri dell'UE. Queste misure si traducono in obblighi tecnici e amministrativi sia per gli operatori degli impianti che per le Autorità Competenti e gli Organismi Tecnici.

Uno degli aspetti rilevanti è che l'attuazione di un sistema di gestione per il controllo del pericolo di incidenti gravi, obbligatorio per tutti i tipi di impianti del settore, rafforza la consapevolezza necessaria per la gestione dei rischi presenti nella propria

realtà produttiva. Di pari passo con questo aspetto, il sistema di controllo svolto dalle autorità competenti e dagli organismi tecnici è ora meglio strutturato e articolato rispetto al passato.

Molti studi nel campo della direttiva Seveso sottolineano queste considerazioni e danno principalmente evidenza agli aspetti di natura puramente ambientale. Invece, le analisi legate alla salute e alla sicurezza dei lavoratori, in termini di incidenti occorsi, tradizionalmente non vengono affrontate [4].

Il lavoro utilizza un approccio che riguarda la salute e la sicurezza dei lavoratori in termini di eventi di infortuni occorsi nelle strutture soggette alla normativa Seveso.

In particolare, l'articolo intende rispondere alle seguenti domande:

- quale è il numero di infortuni verificatesi;
- quali sono le loro principali caratteristiche.

Materiali e metodi

Seguendo la classificazione italiana delle attività produttive (ATECO)[5], è molto difficile ricostruire un "settore Seveso". Le sostanze pericolose indicate nella Direttiva Seveso sono presenti in molti processi industriali e, di conseguenza, molti settori della classificazione ATECO potenzialmente rientrano in essa.

Inoltre, la legislazione Seveso si applica agli impianti intesi come unità ben identificate da limiti fisici, mentre i codici ATECO si riferiscono alle aziende, che sono realtà organizzative non necessariamente legate a una singola struttura fisica. In sintesi, dal momento che i dati disponibili si basano sulla classificazione ATECO, non è immediato estrarre dati specifici per il "settore Seveso".

Partendo dalla metodologia consolidata con i lavori precedenti, per il recupero delle informazioni, nel presente lavoro sono state migliorate le tecniche per la selezione degli infortuni accaduti negli stabilimenti SEVESO. L'identificazione degli stabilimenti è stata il punto di partenza per la delimitazione del settore Seveso. L'unico riferimento per conoscere i dati aggiornati riguardanti il numero e altre informazioni sugli stabilimenti, ai sensi del Decreto Legislativo n. 105/2015, è l'"Inventario Seveso" del Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica (MASE) [6,7].

Per ogni stabilimento è stato individuato il codice fiscale dell'azienda di riferimento [8] considerando, per ogni anno analizzato, le variazioni della denominazione e delle attività (apertura, chiusura, variazione e trasformazione). Attraverso questi elenchi, uno per ogni anno, la Consulenza Statistica Attuariale dell'Istituto ha fornito i dati disponibili negli archivi INAIL sulle denunce di infortunio, dal 2017 al 2020 [9,10].

Molte delle aziende rilevate svolgono la propria attività in diversi stabilimenti, ma non tutti sono soggetti alla direttiva SEVESO. Per questo motivo ogni infortunio estratto dalla banca dati Inail è stato processato al fine di verificare se effettivamente l'incidente aveva avuto luogo in uno stabilimento SEVESO.

Le variabili utilizzate per identificare lo stabilimento di nostro interesse sono il codice fiscale, il numero di partita IVA, il comune di ubicazione dello stabilimento nel quale si è verificato l'infortunio.

I dati sono stati raccolti dal 2017 al 2020. Nell'inventario del Ministero dell'ambiente, ogni anno sono inclusi circa 1000 stabilimenti. Di questi, 743 hanno segnalato almeno un infortunio all'Inail nel periodo considerato. In altre parole, nella banca dati costruita per la specifica attività di ricerca il numero di stabilimenti che ha registrato infortuni è inferiore a quello dell'inventario poiché è stata rilevata solo l'informazione relativa alla comunicazione di almeno un infortunio all'Inail, secondo la legislazione italiana (la legge 19/2017 impone l'obbligo di notificare all'Inail i dati relativi agli incidenti che comportano un'assenza dal lavoro di almeno un giorno, escludendo il giorno dell'evento).

Un aspetto importante da sottolineare è che tutti gli stabilimenti nazionali soggetti al Decreto Legislativo n. 105/2015 sono stati oggetto di indagine; pertanto, il numero di stabilimenti non è un campione, ma rappresenta l'universo della popolazione.

Inoltre, sono stati presi in considerazione solo gli infortuni sul posto di lavoro e non quelli "in itinere" (ovvero un infortunio durante il tragitto casa-lavoro/casa).

Inoltre, per le analisi sono stati considerati gli infortuni *definiti positivi*, ossia gli infortuni riconosciuti a seguito di denuncia.

I dati riguardanti le segnalazioni di infortuni presentate all'Inail e relative alle attività tecniche e amministrative svolte negli stabilimenti sono stati analizzati considerando la *mission* istituzionale e in base a variabili specifiche. Quelle oggetto di studio sono:

- Professioni lavorative
- Gravità infortunio
- Deviazione e contatto
- Parte del corpo interessata
- Natura delle lesioni
- Età dell'infortunato
- Numero di giorni persi di lavoro

Per alcune delle variabili utilizzate in questo documento sono riportate di seguito le definizioni [11, 12]:

- **Professioni lavorative**

Le professioni lavorative fanno riferimento alla classificazione CP2011 dell'ISTAT [13]

- **Gravità infortunio**

La determinazione degli infortuni 'gravi' è avvenuta attraverso le chiavi interpretative contenute nei documenti Inail. Gli infortuni gravi comprendono quelli che hanno comportato un'assenza dal lavoro superiore a 40 giorni oppure che abbiano avuto riconosciuto almeno un grado di menomazione permanente o un esito "mortale".

- **Deviazione e Contatto**

I dati Inail fanno riferimento alla metodologia ESAW (European Statistics on Injuries at Work)[14] che consente di collezionare i dati sugli infortuni sul lavoro in modo che siano comparabili a livello all'interno dell'Unione Europea.

Le variabili ESAW sono state utilizzate per descrivere le caratteristiche dell'infortunio.

La "Deviazione" rappresenta l'ultimo evento che si discosta dalla norma e che porta all'incidente. Descrive, quindi, l'evento anomalo, ovvero la deviazione dal normale processo di lavoro. La "Deviazione" è l'evento che scatena l'incidente. La variabile "Contatto" rappresenta il contatto che ha ferito la vittima. Questo descrive come la vittima è stata ferita (trauma fisico o mentale) dall'"Agente Materiale" che ha causato l'infortunio. Se ci sono diversi "Contatti - Modi di Lesione", deve essere registrato quello che ha causato la lesione più grave.

Ai fini della caratterizzazione del settore Seveso/Pressione, dai dati ottenuti mediante la metodologia indicata, sono stati estrapolati quelli relativi agli stabilimenti che contemplano, nel processo produttivo, l'utilizzo di attrezzature in pressione. In particolare, nella tabella 1, sono riportate le attività considerate con le rispettive classi Ateco.

Classe	Descrizione
C 11	Industria delle bevande
C 13	Industrie tessili
C 17	Fabbricazione di carta e di prodotti di carta
C 19	Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del
C 20	Fabbricazione di prodotti chimici
C 21	Fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati
C 24	Metallurgia
C 25	Fabbricazione di prodotti in metallo (esclusi macchinari e attrezzature)

Tabella 1. Codice classe ATECO 2007 e descrizione

Per una più agevole lettura dei dati, a partire dalla tipologia di attività indicata nell'inventario Seveso, gli stabilimenti sono stati suddivisi in quattro principali gruppi: *produzione e trasformazione di metalli e minerali, industria chimica, stoccaggio deposito e distribuzione, altre attività.*

2. Risultati

Attraverso l'ausilio di grafici e tabelle, vengono evidenziati i risultati più rilevanti dell'analisi settoriale effettuata e vengono sintetizzati alcuni degli esiti che si è ritenuto più opportuno puntualizzare.

I dati presentati si riferiscono al totale degli infortuni riferiti a n. 465 stabilimenti ed al periodo 2017-2020.

Rispetto alla classificazione ATECO, tra il 2019 e il 2020, gli infortuni definiti positivi subiscono una diminuzione accentuata nel C24 (metallurgia) e nel C25 (fabbricazione di prodotti in metallo). Tendenzialmente il C24 diminuisce nel corso di tutto il periodo analizzato, invece, il C25, rimane pressoché costante tra il 2017 e il 2018. Negli altri settori, non si riscontrano variazioni di rilievo nel corso degli anni. Ciò viene più marcatamente evidenziato nella suddivisione in macrosettori prevista dalla

metodologia descritta nei paragrafi precedenti, dove “Produzione e trasformazione di metalli e minerali” presenta un trend simile.

In riferimento alla natura della lesione, è la *contusione* ad essere la più frequente con il 28,9%, seguita dalla *lussazione, distorsione e distrazione* con il 21,9% e dalle *ferite* con il 16,4%. La modalità meno frequente risulta essere *Lesioni da agenti infettivi e parassitari* con lo 0,1%.

Le sedi del corpo maggiormente interessate dagli infortuni sono le *mani*, gli *arti inferiori* e il *viso*; tra l'altro tali infortuni presentano anche il grado di gravità maggiore. La *testa* è la sede in cui gli infortuni hanno causato il maggior numero di morti.

La variabile “contatto”, che descrive in che modo avviene la lesione, mostra come modalità con percentuale maggiore lo *sforzo fisico a carico del sistema muscolo scheletrico* (19%), che è anche quella che presenta conseguenze con gravità maggiore. In riferimento alla “Deviazione”, i *“movimenti scoordinati, i gesti intempestivi e inopportuni”* sono gli eventi più frequenti, 17,9%, seguito da *“passo falso, torsione di gamba o caviglia, scivolamento senza caduta”* con 13,3% e *“scivolamento o inciampamento con caduta di persona allo stesso livello”* con l'8,2%. La modalità in cui si registra una delle percentuali maggiori di infortuni gravi è *passo falso, torsione di gamba o caviglia, scivolamento senza caduta*.

La classe di età con la percentuale maggiore di infortuni è quella da *40 a 44 anni* (che presenta anche la percentuale maggiore di infortuni gravi). Per i mortali, su un totale di 8 decessi, la classe di età più coinvolta (con 3 decessi) è quella dai *45 ai 49 anni*.

Per quanto riguarda le professioni, dalla banca dati Inail, sono stati estrapolati i dati sugli infortuni occorsi ai lavoratori assicurati presso l'Istituto disponibili a partire dall'anno 2017.

L'analisi sugli infortuni condotta rispetto alle professioni coinvolte, evidenzia che la categoria con una percentuale maggiore di infortuni, pari al 40,8%, è *Conduttori di impianti industriali* che nella banca dati Inail è definita come “professioni che comportano la conduzione di impianti o macchinari industriali automatizzati che operano lungo l'intero processo produttivo o su singole fasi dello stesso nelle attività di estrazione e di trattamento dei minerali, di trasformazione e lavorazione dei metalli, del vetro, della ceramica, del legno e della carta e di produzione di derivati della chimica e del petrolio”. Rispetto agli anni precedenti vengono fornite nel lavoro anche informazioni sulla “tipologia del luogo” in cui è occorso l'infortunio (grafico 8) e la “tipologia di lavorazione” che si stava svolgendo durante l'accadimento dello stesso (grafico 9).

Per quanto riguarda la prima variabile sono le *officine e i laboratori* ad essere i più frequenti; per la seconda, invece, la modalità di accadimento più numerosa è *Produzione, trasformazione, trattamento - di ogni tipo*. In ultimo, il grafico 10 “Giorni persi di lavoro a causa infortunio” evidenzia che più dell'68,8% ricade al di sotto dei 40 giorni, che si ricorda è il limite di definizione degli infortuni non gravi.

Professioni (CP2011)	n.	%
7.1 - Conduttori di impianti industriali	1.430	40,8
6.2 - metalmeccanici specializzati, installatori, manutentori di attrezzature	576	16,4
7.4 - Conduttori di veicoli, di macchinari mobili e di sollevamento	254	7,2
3.1 - Professioni tecniche in campo scientifico, ingegneristico e della produzione	249	7,1
7.2 - Operai di macchinari fissi per la lavorazione in serie e operai montaggio	224	6,4
8.4 Professioni non qualificate nella manifattura, estrazione minerali e costruzioni	200	5,7
8.1 - Professioni non qualificate nel commercio e nei servizi	152	4,3
6.3 – lavoratori specializzati della meccanica di precisione, artigianato ecc.	102	2,9
4.3 - Impiegati addetti alla gestione amministrativa, contabile e finanziaria	81	2,3
3.3 -Professioni per organizzazione, amministrazione, finanziarie e commerciali	64	1,8
4.1 - Impiegati addetti alle funzioni di segreteria e alle macchine da ufficio	49	1,4
2.1 - Specialisti in scienze matematiche, informatiche, chimiche, fisiche e naturali	27	0,8
5.1 - Professioni qualificate nelle attività commerciali	21	0,6
6.1 – Lavoratori specializzati industria estrattiva, edilizia e manutenzione edifici	21	0,6
Altre professioni	55	1,6
Totale	3.505	100,0

Tabella 2. Infortuni definiti positivi per Professioni – anni 2017/2020 Fonte dati Inail

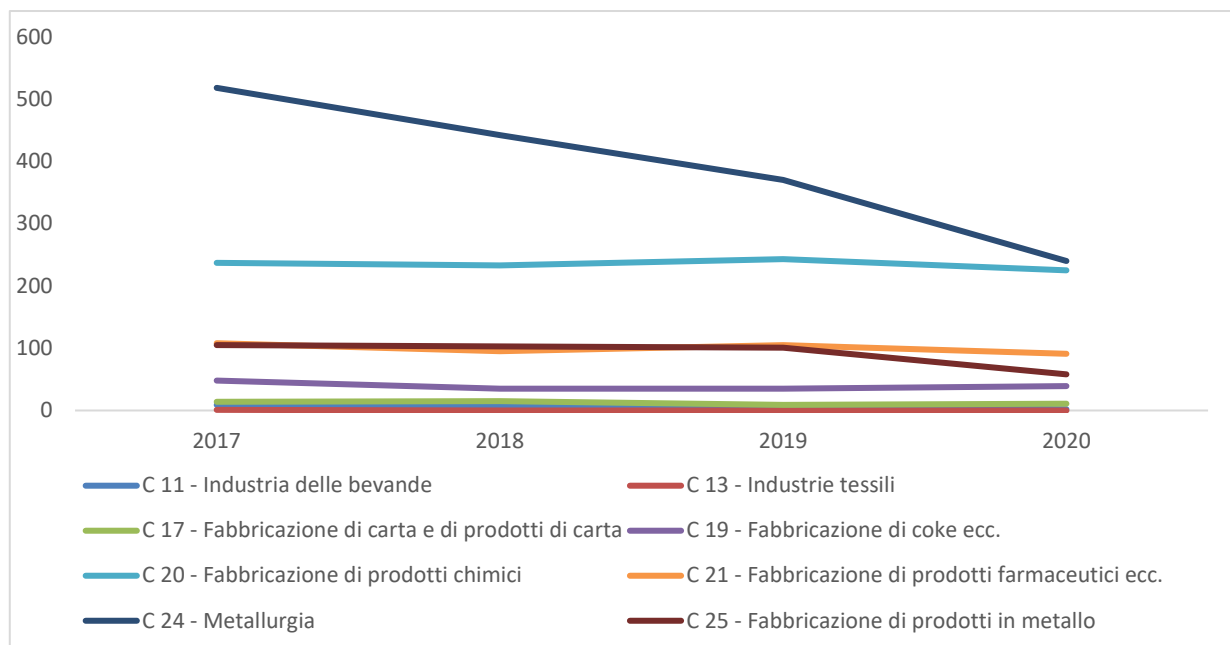


Grafico 1. Infortuni definiti positivi in aziende SEVESO che utilizzano apparecchi a pressione per settore ATECO - Valori assoluti anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

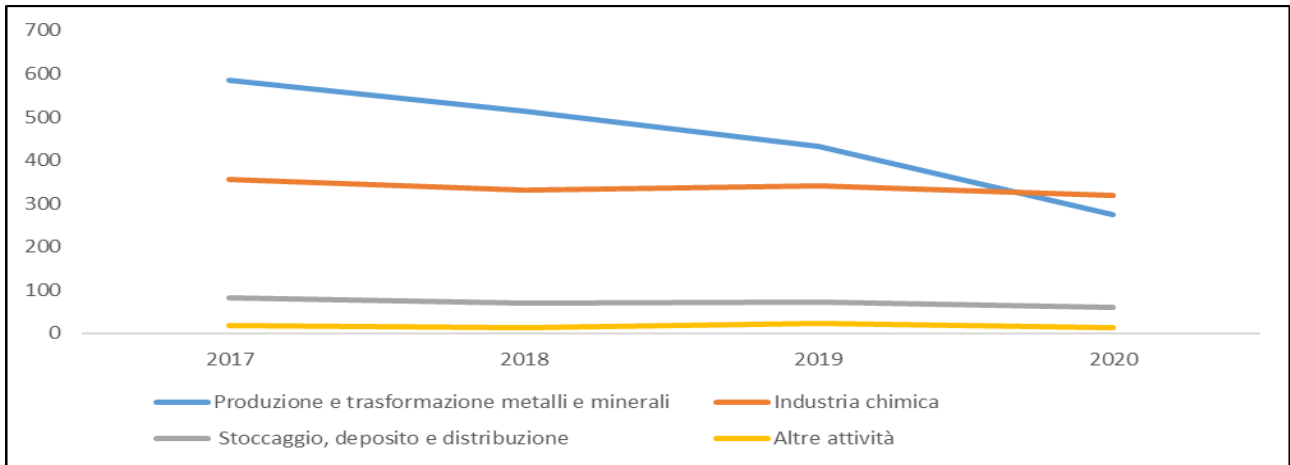


Grafico 2. Infortuni definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione per macrosettore - Valori assoluti anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

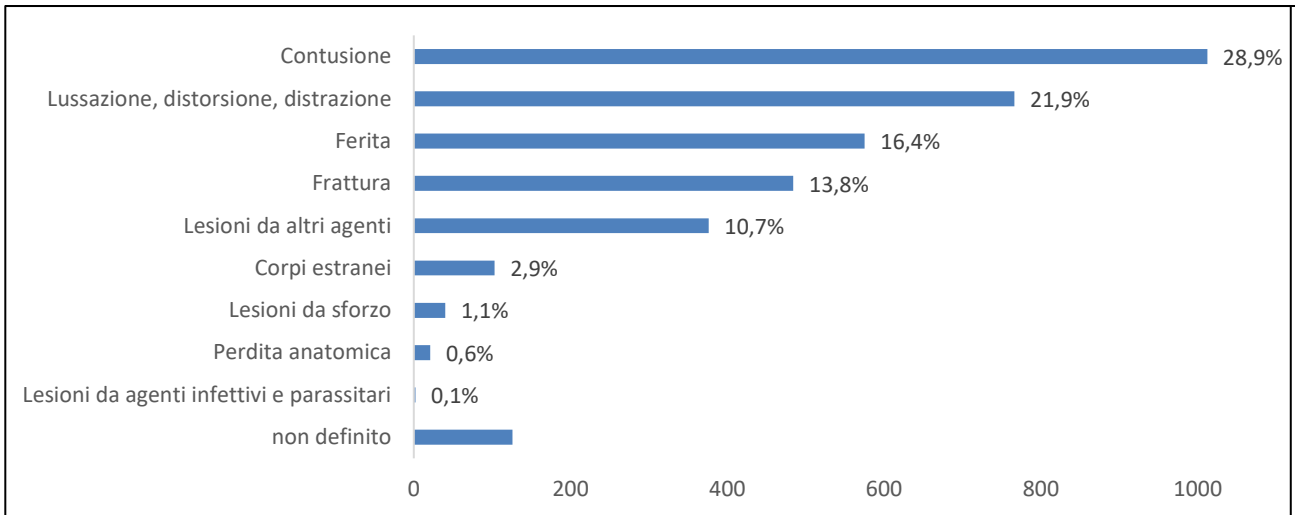


Grafico 3. Natura Infortunio definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione - anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

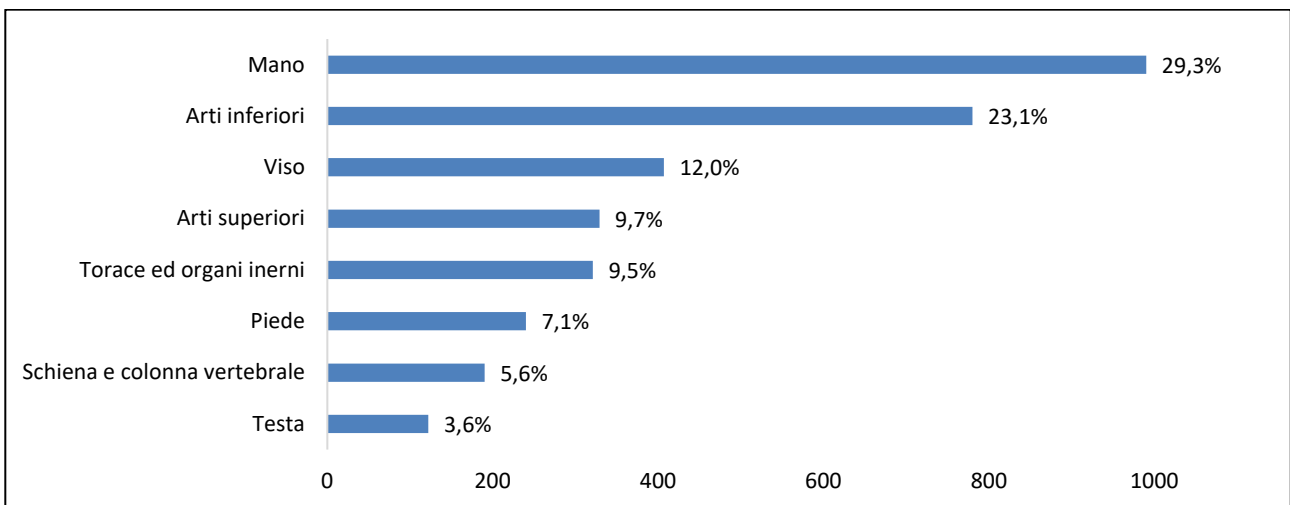


Grafico 4. Sede Infortunio definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione - anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

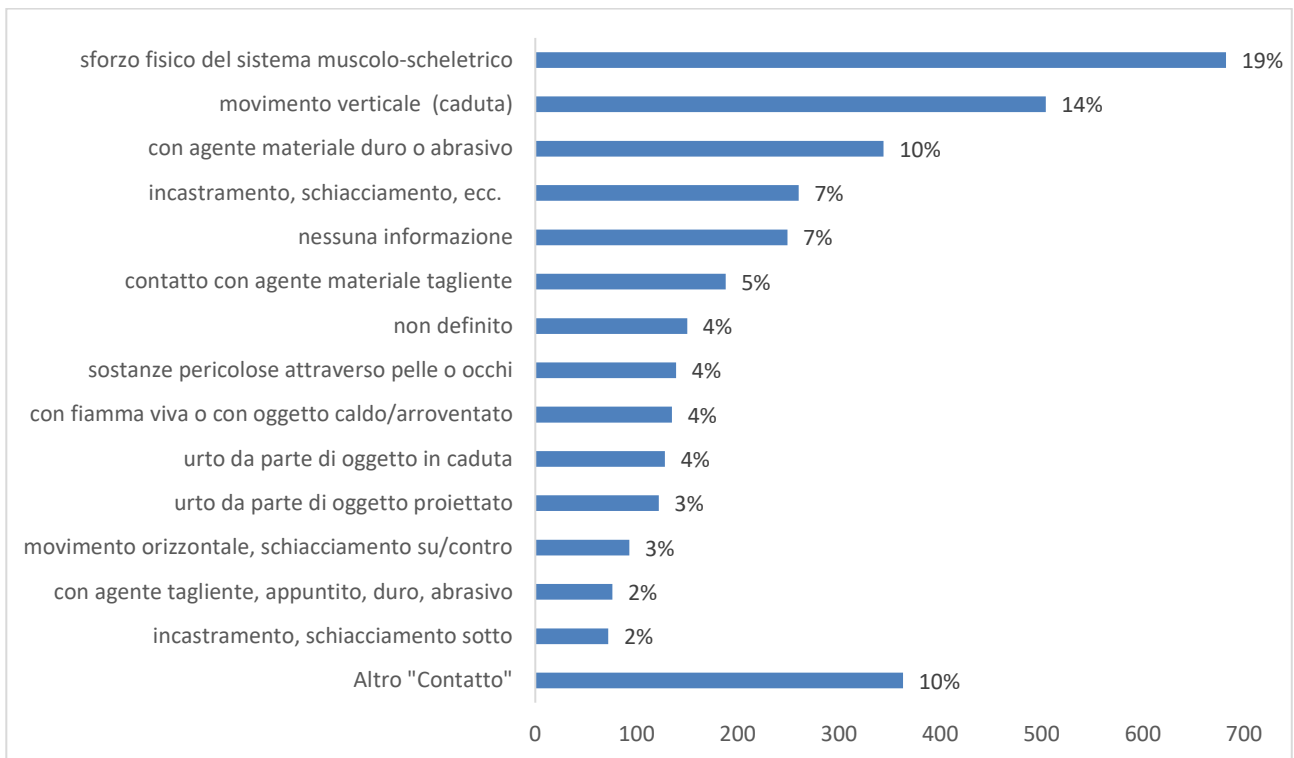


Grafico 5. Contatto Infortunio definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione - anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

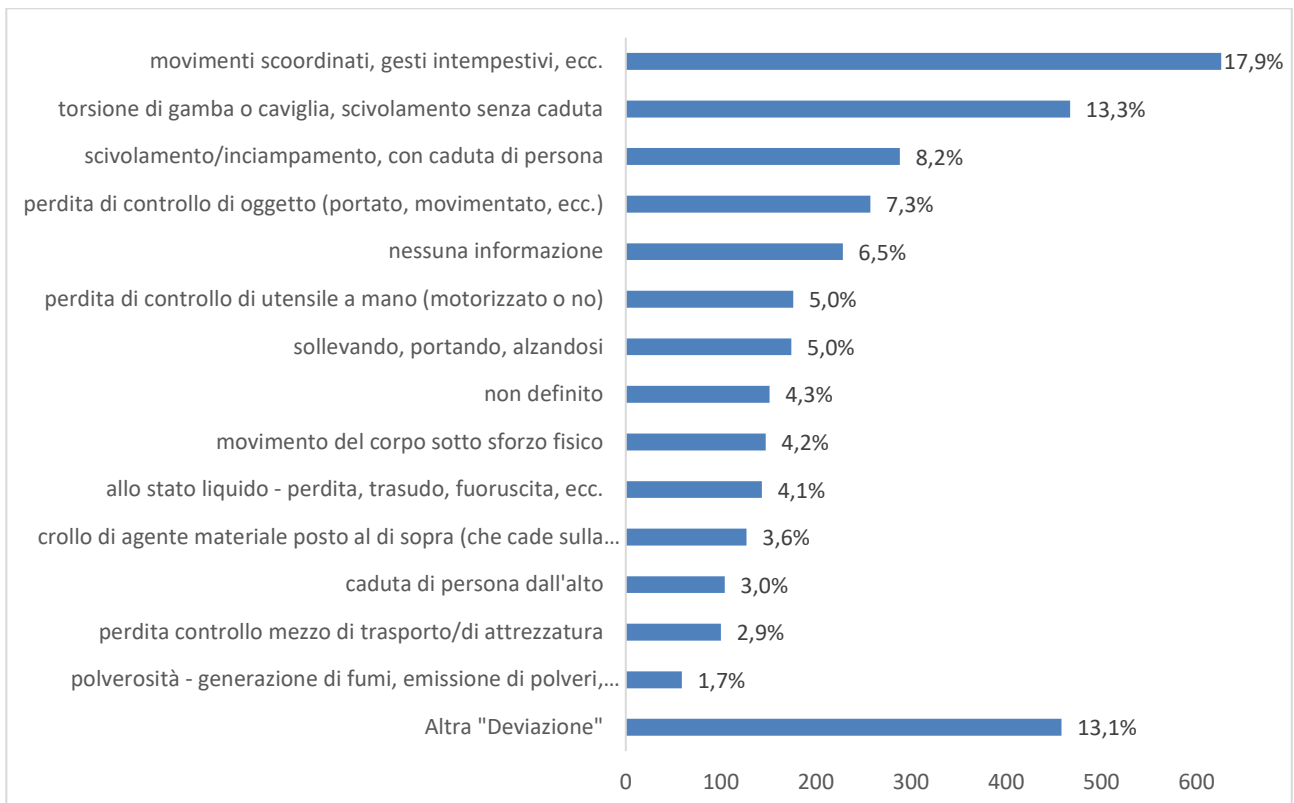


Grafico 6. Deviazione Infortunio definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione - anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

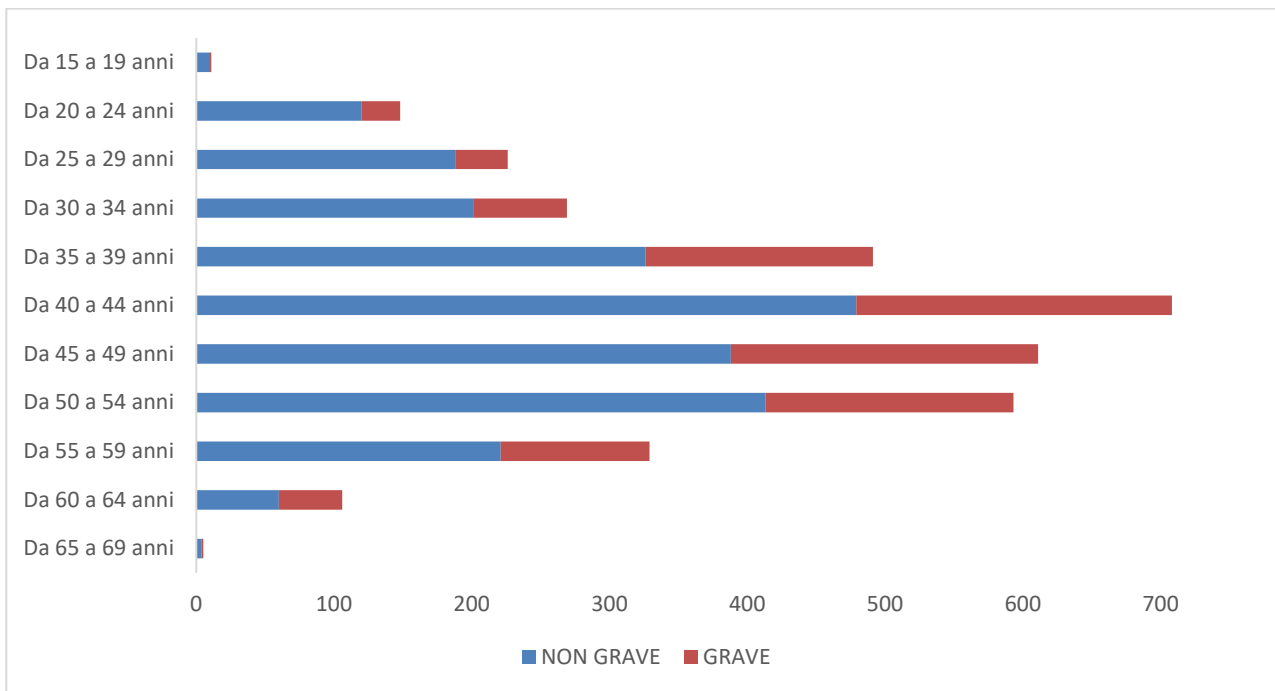


Grafico 7. Classe di età per gravità infortunio - Infortuni definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione anni 2017/2020 - Fonte dati Inail

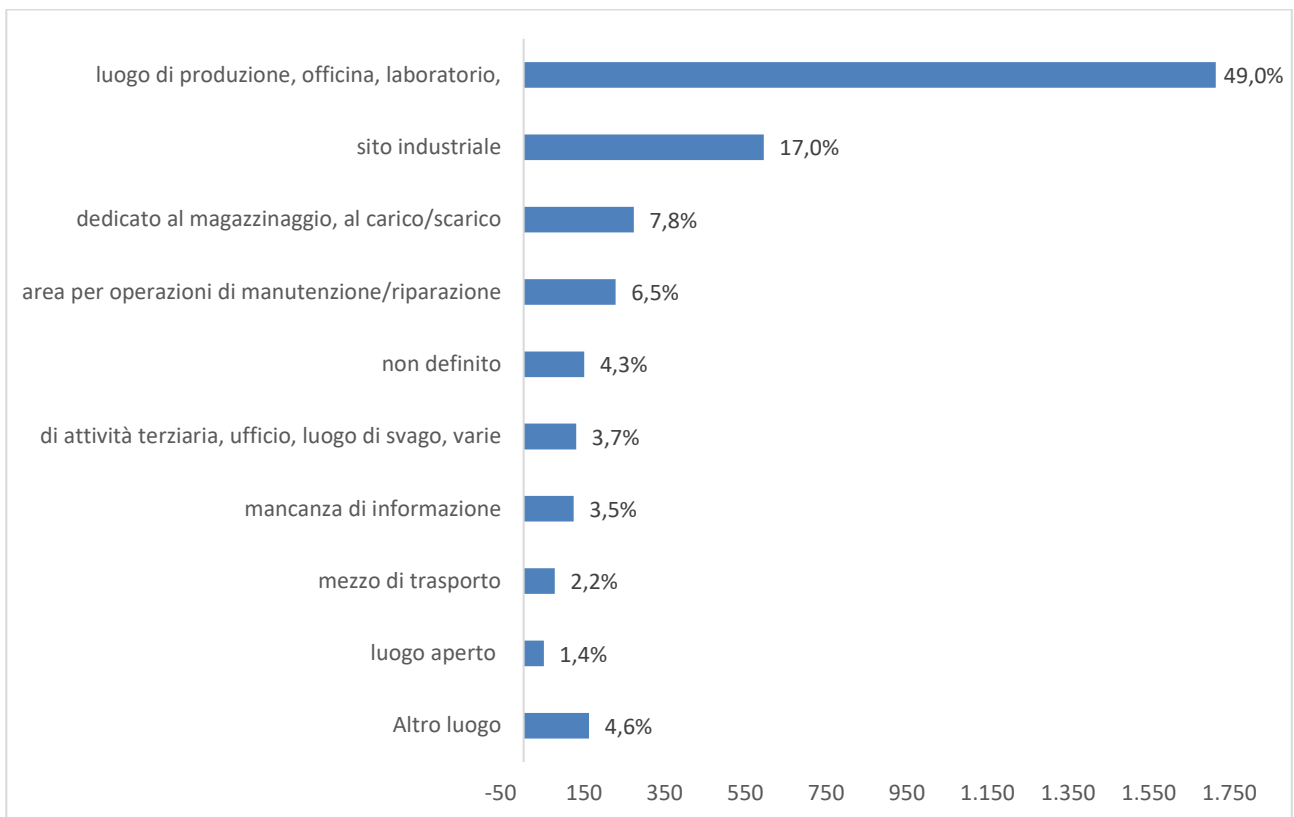


Grafico 8. Tipo luogo Infortunio definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione - Valori assoluti anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

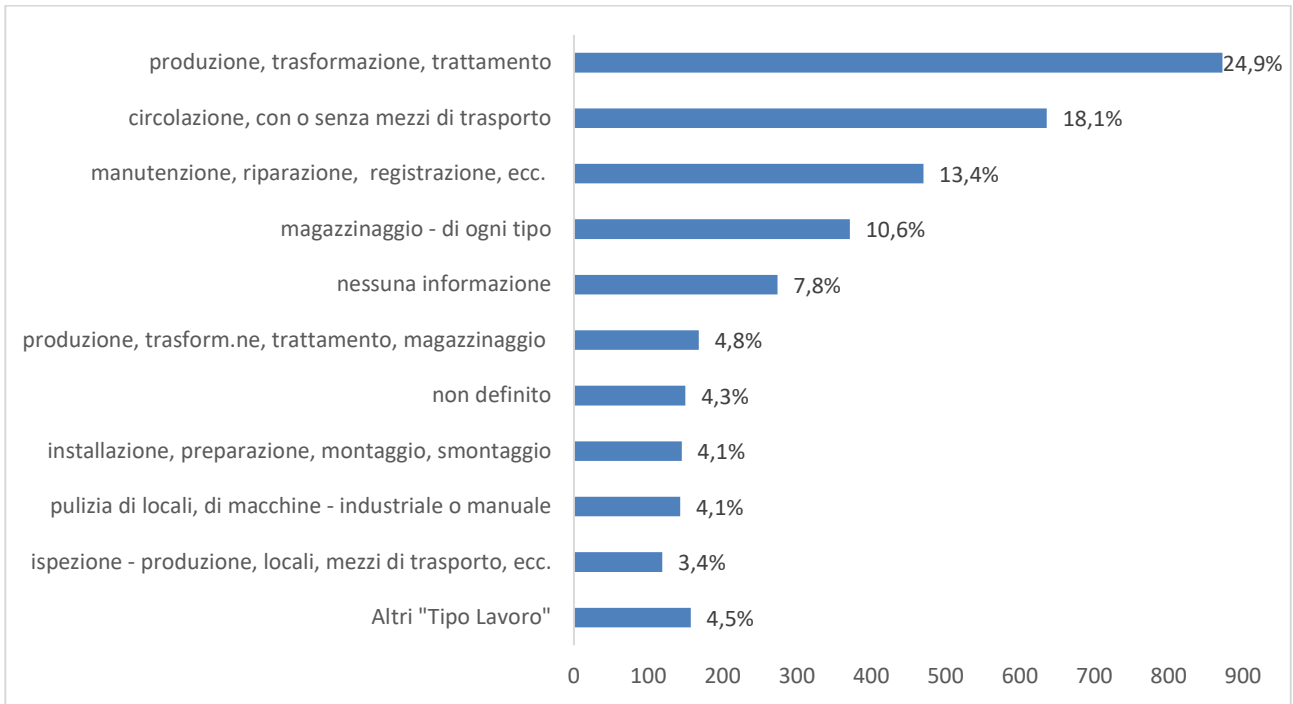


Grafico 9. Tipo Lavoro Infortunio definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione - Valori assoluti anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

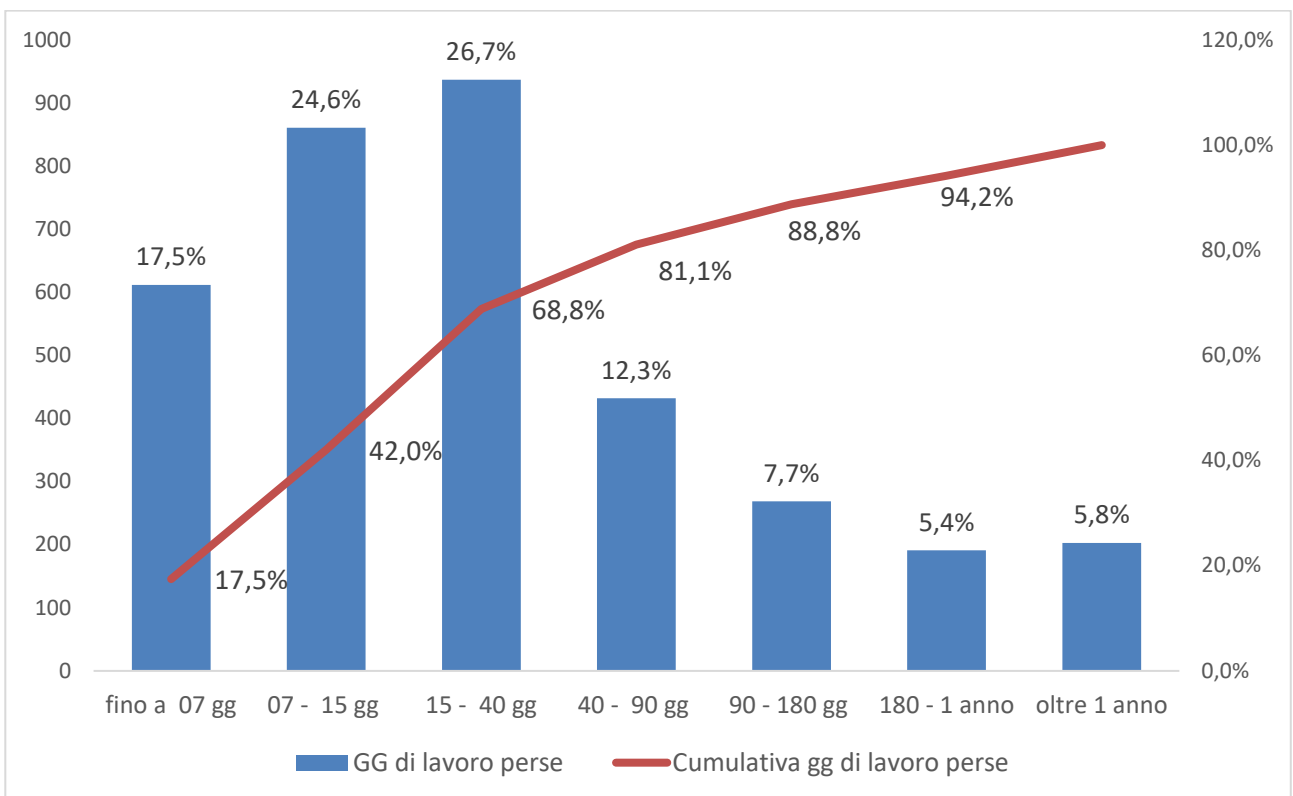


Grafico 10. Giorni persi di lavoro a causa infortunio - definiti positivi in aziende Seveso che utilizzano apparecchi a pressione - Valori assoluti anni 2017-2020 - Fonte dati INAIL

3. Conclusioni

Il database che è stato elaborato ai fini dello studio degli infortuni del Settore Seveso, attraverso l'applicazione della metodologia appositamente sviluppata, rappresenta l'unico strumento nazionale da cui si possono trarre informazioni in materia infortunistica. Oltre a quelle presentate nel lavoro, il database contiene altri dati come, ad esempio, la distribuzione regionale degli infortuni, il sesso e l'età degli infortunati.

I dati sono relativi al periodo 2017-2020 e, per il lavoro descritto nell'articolo, sono stati estratti solo quelli riferiti agli stabilimenti che simultaneamente sono soggetti alla normativa Seveso e prevedono, nel processo produttivo, l'utilizzo di attrezzature in pressione.

Dai dati emerge, per l'anno 2020, una generale diminuzione del numero degli infortuni riconducibile al periodo pandemico dovuto al Covid 19. Tale decremento è evidente soprattutto nel settore "Produzione e trasformazione di metalli e minerali". Va sottolineato che la banca dati è un utile strumento anche per elaborare strategie di prevenzione e per pianificare specifici ambiti di azione come l'istruzione e la formazione dei lavoratori. Questa analisi rappresenta, inoltre, il punto di partenza per studi futuri utili all'eventuale aggiornamento di linee guida, procedure e politiche efficaci e per migliorare la sicurezza e la salute dei lavoratori che svolgono le loro attività negli stabilimenti di Seveso a rischio di incidenti rilevanti.

Bibliografia

- [1] Simeoni C, Bragatto P, Cipolloni F, Morinelli G, Nebbioso A, Saputi G. Valutazioni statistiche sui lavoratori degli impianti a rischio di incidente rilevante SAFAP 14-15 Ottobre 2014 Roma.
- [2] Di Francesco A, Iacono P, Nebbioso A, Pirone A, Saputi G, Simeoni C, Vallerotonda MR. Settore Seveso: contesto normativo e caratterizzazione statistica degli infortuni. Inail Quaderni della Ricerca n.18, maggio 2020, ISBN 978-88-7484-621-4
- [3] Di Francesco A., Iacono P., Nebbioso A., Saputi G., Simeoni C., "Analisi congiunta dei settori "Seveso" e "Attrezzature a pressione": esame e approfondimento statistico dei dati istituzionali", Atti del Convegno sulla Sicurezza ed Affidabilità delle Attrezzature in Pressione, SAFAP 2021, Isbn 978-88-7484-709-9
- [4] C. Simeoni, A. Nebbioso, A. Di Francesco, P. Iacono, M.R. Vallerotonda e A. Pirone Injuries at work: a methodology for outlining and analyzing the "Seveso sector"; 33rd european safety and reliability conference (Esrel 2023), ISBN-13: 978-981-18-8071-1, ISBN-10: 981-18-8071-9, ©2023 ESREL2023 Organizers. Research Publishing, Singapore, doi: 10.3850/978-981-18-8071-1_
- [5] <https://www.istat.it/it/archivio/17888>
- [6] http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/rapporti/rapporto_181_2013.pdf

- [7] <http://www.minambiente.it/pagina/inventario-nazionale-degli-stabilimenti-rischio-di-incidente-rilevante-0>;
<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/Default.php>.
- [8] Consultazione Banca Dati InfoCamere, <https://www.infocamere.it/accesso-alle-banche-dati>
- [9] <http://dati.INAIL.it/opendata/default/Qualidati/index.html>
- [10] <http://bancadaticsa.INAIL.it/bancadaticsa/login.asp>
- [11] Ciriello G, De Felice M, Mosca R, Veltroni M. Infortuni sul lavoro. Un modello di lettura (della numerosità) su "open data" dell'INAIL, Roma, INAIL, Quaderni di ricerca, 1° maggio 2013.
- [12] *Flussi informativi. Chiavi interpretative* Inail 2018
- [13] <https://professioni.istat.it/sistemainformativoprofessionioni/cp2011/>
- [14] Statistiche europee degli infortuni sul lavoro (ESAW). Metodologia. Edizione 2001 Pubblicazione UE

Caso studio per l'applicazione della metodologia RBI nell'industria chimica, in uno stabilimento con pericolo di incidente rilevante

E. Tassinario¹, G. Franchino¹, M. Scelza¹, V. Prete², A. Urso², A. De Palma³, A. Cicaterri⁴, L. Gallerano⁵

¹ ARKEMA S.r.l.

² Inail - Uot di Alessandria

³ Inail - Uot di Venezia

⁴ Inail - Uot di Roma

⁵ Inail - Uot di Milano

Abstract

L'azienda, oggetto della presente memoria, avviata nel 1976 è specializzata nella produzione di perossidi organici utilizzati come additivi nella produzione di polimeri ed elastomeri. Lo stabilimento, a rischio di incidente rilevante, è caratterizzato dall'impiego di un elevato numero di sostanze, da processi chimici diversificati, da tubazioni di processo e da apparecchiature "statiche" quali serbatoi reattori etc. gran parte delle quali risalgono ai tempi della costruzione dello stabilimento.

La crescente necessità degli stabilimenti chimici di raggiungere livelli sempre maggiori di sicurezza e affidabilità ha favorito l'implementazione di piani di manutenzione sempre più complessi e supportati da piani di ispezione basati sull'analisi del rischio.

Questo approccio consente, rispetto al metodo tradizionale delle ispezioni basate sul tempo, la comprensione della vita utile di ogni singola attrezzatura permettendo così alle aziende di prendere misure mirate al contenimento del rischio ottimizzando le risorse disponibili.

La presente relazione ha lo scopo di illustrare l'implementazione e la personalizzazione della metodologia RBI descritta nello standard API 581 all'interno di un'industria chimica assoggettata al d.lgs. 105/2015 di soglia superiore (Seveso III).

Keywords: tubazioni, RBI, sicurezza impianti.

1. Introduzione

Lo stabilimento, facente parte di un gruppo chimico internazionale, oggetto della presente memoria è specializzato nella produzione di perossidi organici; in particolare, i processi sono di tipo continuo e sono stati sviluppati negli anni '70 da una precedente proprietà.

La produzione dei perossidi organici viene ottenuta attraverso reazioni chimiche molto complesse con l'utilizzo di una grande varietà di materie prime che, interagendo tra loro, formano sostanze intermedie spesso responsabili del degrado delle tubazioni, fenomeni peraltro poco trattati nella letteratura di riferimento.

L'ultima ispezione SGS iniziata nell'anno 2022 ed ancora in corso è stata condotta con le seguenti finalità:

- condurre un esame pianificato e sistematico dei sistemi tecnici, organizzativi e di gestione applicati nello stabilimento, al fine di verificare che il gestore abbia attuato quanto da lui predisposto per la prevenzione degli incidenti rilevanti e per la limitazione delle loro conseguenze;
- verificare la conformità delle azioni correttive messe in atto per ottemperare alle prescrizioni/raccomandazioni impartite a seguito di precedenti ispezioni.

Dal confronto con l'azienda durante l'ispezione SGS è emerso che la metodica RBI, per l'analisi del piping, è stata applicata a tutte le unità produttive, rendendo operativo il progetto di integrità meccanica "Mechanical Integrity" avviato nel 2015 con lo scopo di definire delle priorità per i controlli delle tubazioni di impianto, molto numerose in stabilimento.

Il "Programma di Mechanical integrity" è stato formalizzato nella omonima procedura in cui sono elencate le istruzioni operative/procedure di riferimento per le diverse tipologie di ispezioni (ispezioni tecniche - controlli visivi dell'operatore, RBI, ispezione fabbricati e pipe-rack).

Da quanto sopra esposto è emersa la necessità di porre una grande attenzione nella raccolta delle varie esperienze operative finalizzate ad una corretta identificazione dei meccanismi di guasto.

L'impianto preso in esame è composto da quattro unità produttive denominate U100, U200, U250 e U300 ed è caratterizzato da un elevato numero di tubazioni di processo (2.850) e di apparecchiature "statiche" (438), di cui la maggior parte risalente alla prima costruzione dell'impianto avvenuta negli anni '70.

Dato l'elevato numero di items presenti in stabilimento, negli anni si è fatta sempre più pressante la necessità di dotare l'attività di un programma di ispezione che gestisca in modo efficace la valutazione del rischio di guasto.

Per integrare il programma di Mechanical Integrity si è presa ispirazione dalla metodologia (API 581) denominata Risk Based Inspection (RBI) che rappresenta una delle più comuni e riconosciute pratiche per la valutazione del rischio negli impianti petroliferi definito come il prodotto tra la probabilità che avvenga un rilascio dei prodotti di processo contenuti all'interno di un'attrezzatura e la conseguenza che ne potrebbe scaturire.

$$\text{Rischio} = \text{Probabilità} * \text{Conseguenza}$$

L'implementazione del programma di Mechanical Integrity utilizzando il metodo RBI si è resa necessaria per il conseguimento delle seguenti finalità:

- Definire, quantificare e classificare il rischio di malfunzionamento delle apparecchiature di processo per individuare gli elementi più importanti in tale impianto. Si è osservato che una grande percentuale del rischio unitario totale è concentrata in una percentuale relativamente piccola degli elementi di impianto da qui è nata la necessità di rivedere il piano di ispezione concentrandosi su quei componenti caratterizzati dal rischio più elevato.
- Ridurre progressivamente la probabilità e le conseguenze di un'avaria assegnando maggiori risorse alle ispezioni per le attrezzature ad alto rischio.
- Ridurre il rischio globale mediante interventi tecnici di manutenzione e riqualificazione delle attrezzature.

I controlli previsti sulle tubazioni, di tipo visivo vengono effettuati da personale interno o affidati a ditta esterna qualora necessitino di controlli non distruttivi, vengono valutati sulla base della specifica tubazione e del tipo di corrosione prevista. Lo studio è stato coordinato dalle funzioni tecniche dello stabilimento con il supporto della direzione tecnica centrale del gruppo e con il contributo e confronto con i tecnici Inail delle U.O.T. interessate durante le attività di ispezione e verifica ed in commissione SGS.

L'unità denominata 200 essendo la più critica in quanto soggetta a fenomeni di corrosione e caratterizzata da una notevole complessità nell'identificazione dei meccanismi di danno è stata la prima ad essere assoggettata ad analisi RBI.

Visti i risultati conseguiti con l'analisi RBI sulle tubazioni tale metodo di controllo è stato esteso anche alle apparecchiature "statiche" (serbatoi, scambiatori, colonne, reattori etc.).

A seguito dell'adozione di detta metodologia si è ritenuto opportuno implementare la procedura SGS "Procedura gestione attrezzature tubazioni ed insiem a pressione" che gestisce tali apparecchiature descrivendone le modalità di modifica/riparazione con particolare riferimento alle tubazioni tenendo anche conto degli adempimenti connessi agli obblighi di cui al d.m. 329/04.

Nel relativo scadenziario indicante le date previste per le verifiche periodiche e di integrità, con un alert per quelle in scadenza nel mese, vengono riportate tutte le apparecchiature presenti in stabilimento soggette a verifiche periodiche a norma di legge (es. tubazioni PED, valvole di sicurezza) nonché quelle identificate nel Piano di manutenzione meccanica-edile.

2. Descrizione dello sviluppo della metodologia di analisi RBI

Il diagramma di flusso rappresentato in Figura 1 riassume il processo metodologico utilizzato per l'analisi RBI delle tubazioni; nei paragrafi successivi verranno descritte le fasi principali inerenti l'acquisizione dei dati necessari per il software di gestione che consente la monitorizzazione continua dell'impianto ai fini del contenimento del rischio.

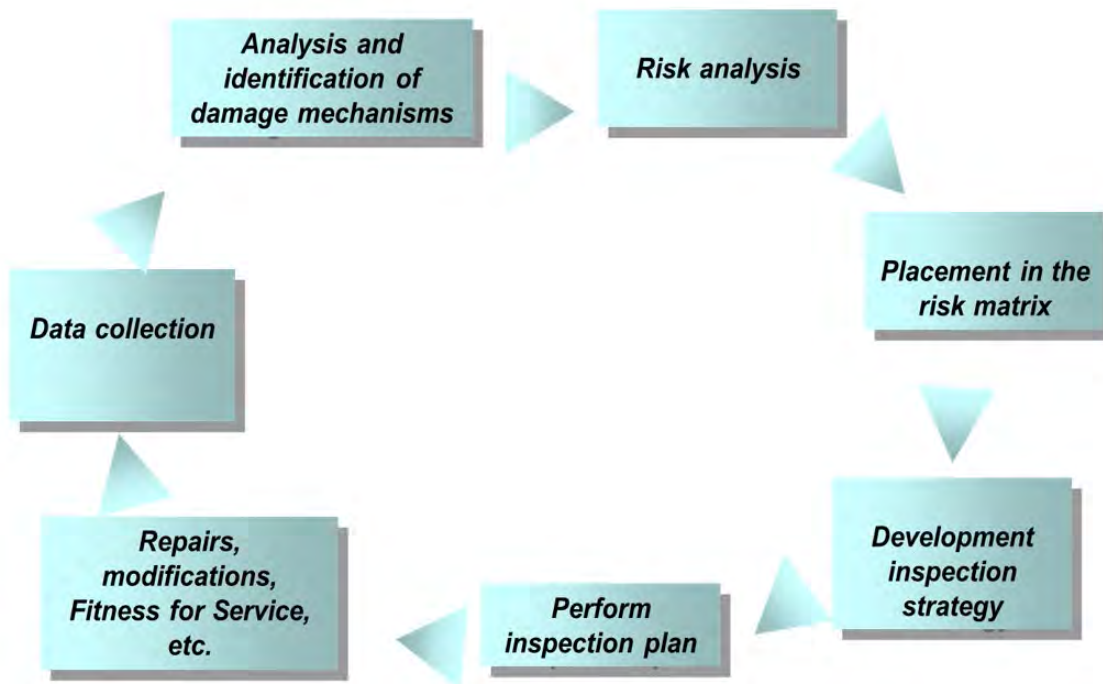


Figura 1. Diagramma di flusso della metodologia RBI.

2.1 Raccolta dati

Il progetto ha avuto inizio con l'estrapolazione di tutte le informazioni necessarie all'analisi di rischio e la creazione di una banca dati contenente una descrizione completa di tutti gli items, tale attività ha richiesto un grosso dispendio sia di tempo che di risorse in quanto gli obiettivi finali erano di rendere più precisa e ordinata possibile la raccolta dei dati per agevolare la consultazione sia nelle fasi di analisi che per le successive ulteriori valutazioni.

La raccolta delle informazioni ha coinvolto diverse funzioni di stabilimento (ufficio tecnico, manutenzione, processo, produzione, HSE) e si è articolata come di seguito descritto.

Essendo uno dei requisiti essenziali del progetto rappresentato dall'affidabilità dei dati pertanto si rende necessario riverificare e aggiornare in campo 49 P&ID di processo, inoltre, previo reperimento di tutti i manuali e delle specifiche costruttive delle tubazioni, predisporre delle schede tecniche con le caratteristiche meccaniche di ogni singola tubazione: item identificativo, materiale di costruzione, diametro, classe tubazioni secondo le norme, tipologia di isolamento, specifiche di verniciatura, estensione della linea e volume totale.

Dovendo classificare ogni item secondo le criticità di sicurezza per ogni singolo fluido valutando natura del fluido di processo, concentrazioni, pressione, temperatura, stato del fluido, classificazione dei rischi associati al fluido secondo le metodologie

imposte dagli standard di sicurezza e di produzione del gruppo si è reso necessario effettuare l'analisi di processo con l'identificazione delle condizioni di esercizio.

Tutte le informazioni necessarie al suo funzionamento sono state inserite in un software di manutenzione, al fine di conoscere lo storico dell'attrezzatura: prima verifica di esercizio, eventuali modifiche o riparazioni, risultanze relative alle verifiche periodiche e efficacia degli interventi effettuati sui meccanismi di danno dominanti, con l'identificazione dei "process loop".

La metodologia adottata prevede la creazione di circuiti omogenei dal punto di vista delle condizioni di processo (temperatura, pressione, flusso), la natura del fluido (composizione e stato), i materiali di costruzione e la presenza o meno di organi di intercetto automatici.

Ogni Loop risulta caratterizzato da un volume proprio che sarà utilizzato nel calcolo delle conseguenze.

In Figura 2 è rappresentato un esempio di loop: esso è costituito dagli apparecchi E3322, E3331, D3321, K3321 e dalle tubazioni di collegamento risultando così individuati e analizzati un numero pari a 670 loops omogenei.

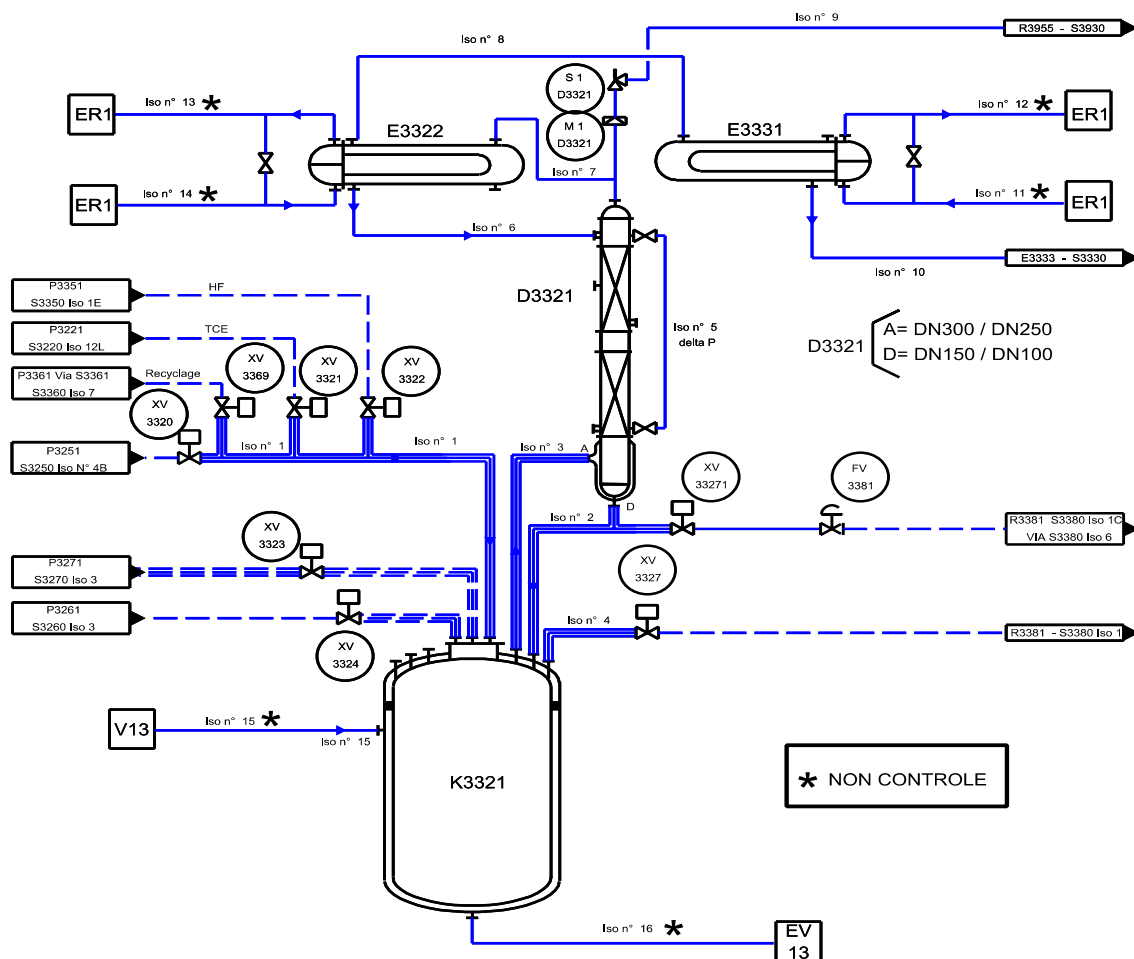


Figura 2. Esempio di loop omogeneo

2.2 Analisi ed Identificazione dei meccanismi di guasto

L'elemento più critico della valutazione consiste nell'individuazione dei potenziali meccanismi di danno e le zone in cui si localizza il degrado.

La comprensione e l'analisi di quanto sopra è essenziale per:

- Favorire la corretta valutazione probabilistica sulla vita dei componenti.
- Identificare la corretta tecnica di ispezione.

Le modalità di danneggiamento sono state esaminate attraverso una banca dati specifica, la quale aggiunge ai meccanismi trattati dalla norma quelli specifici dello stabilimento nonché tutte le esperienze maturate nel panorama internazionale dall'intero Gruppo aziendale.

L'attività è stata supportata da un esperto di corrosione della direzione tecnica centrale dell'azienda, che ha avuto il compito di analizzare ogni singolo loop e fornire i corretti parametri di calcolo al software per l'analisi probabilistica; sono stati così identificati i meccanismi di danno dominanti e quelli secondari consentendo lo sviluppo di un piano di ispezione adeguato.

2.3 Il "Risk Assessment" e la matrice di rischio

La metodologia adottata consente di identificare il coefficiente di rischio sulla base della combinazione tra la probabilità e le conseguenze derivanti dalla perdita di contenimento di un fluido di processo (Figura 3).

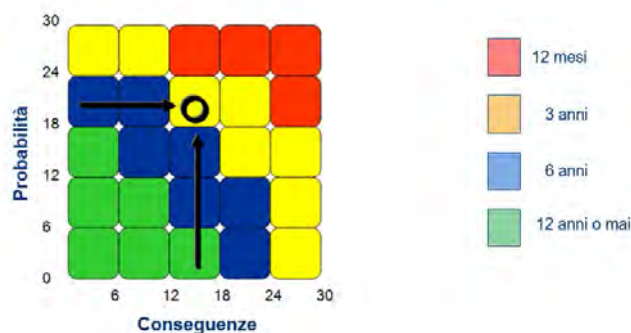


Figura 3. Matrice di rischio

Per il calcolo delle probabilità tale metodologia prevede un processo valutativo che tenga conto dell'azione dei meccanismi di danno nel tempo, delle condizioni e delle risultanze rilevate nelle ispezioni pregresse nonché dell'efficienza con la quale queste ispezioni sono state effettuate; ad esempio, se il meccanismo di danno causa sul materiale danni dovuti a *stress corrosion cracking* un'indagine spessimetrica ad ultrasuoni non fornirà risultati esaurienti e pertanto non produrrà effetti di mitigazione nel calcolo delle probabilità.

Nel caso di corrosione uniforme su un'attrezzatura coibentata se la rimozione dei coibenti è avvenuta solamente nei punti di misura, impedendo così la valutazione visiva di tutte le superfici, l'efficienza dell'ispezione sarà minore e la metodologia ne terrà conto.

Per meglio favorire la corretta interpretazione dei dati, la metodologia restituisce la matrice nelle condizioni attuali e nelle condizioni potenziali (Figura 4) risultando molto conservativa nel caso di tubazioni mai ispezionate oppure con ispezioni poco efficienti.

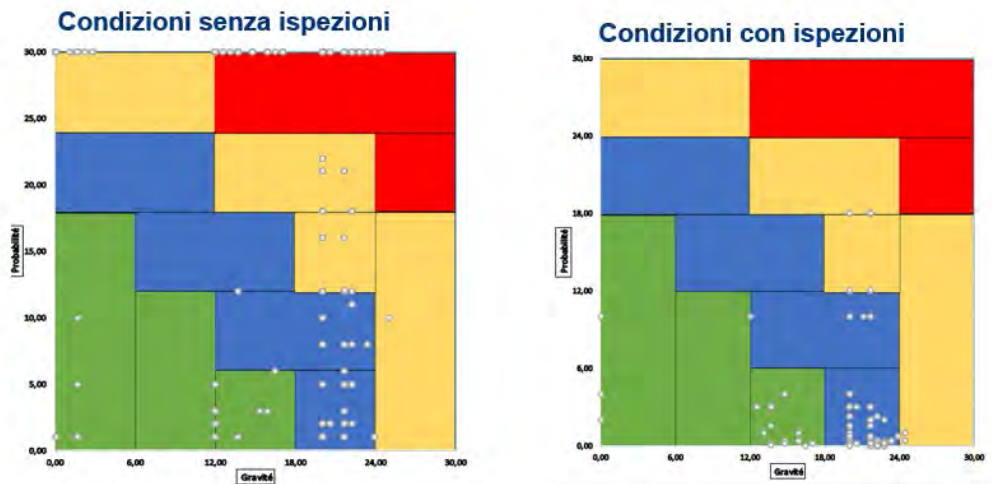


Figura 4. Matrice di rischio attuale e potenziale

L'analisi delle conseguenze di un rilascio di un fluido di processo riguarda tematiche di sicurezza salute e ambiente, nella metodologia adottata si tengono in considerazione i seguenti aspetti:

- Pressione, temperatura e stato del fluido;
- Volume complessivo del loop;
- Energia rilasciata durante la perdita;
- Classificazione di pericolosità del fluido.

La matrice di rischio creata rende possibile la successiva creazione della tabella di rischio equivalente che associa ad ogni livello di rischio una frequenza ispettiva (colonna sinistra della *Figura 3 che associa un colore alla frequenza ispettiva*). Le frequenze suggerite dalla metodologia non sostituiscono quelle previste dalla vigente normativa.

2.4 Sviluppo del piano di ispezione e piano d'azione

L'elemento più critico della valutazione consiste nell'individuazione dei potenziali meccanismi di danno e dei siti di danneggiamento; la comprensione delle minacce attive e potenziali all'integrità delle attrezzature è vitale per il successo del progetto RBI.

Il piano di ispezione focalizzato sulle apparecchiature ad alto rischio è stato progettato per rilevare se il singolo componente sia ancora in grado di svolgere la sua funzione ovvero debba essere sostituito.

Il concetto di efficienza dell'ispezione entra a far parte del processo di gestione del rischio stesso, con l'accumularsi dei danni durante il funzionamento dell'attrezzatura l'efficacia dell'ispezione riveste importanza sempre maggiore pertanto è stato messo a punto un piano di ispezione per ogni singola tubazione che tenga conto dei diversi meccanismi di danno e dei punti critici in cui essi si manifestano; inoltre ogni ispezione è corredata di uno schema isometrico con evidenziati i punti di ispezione (Figura 5).

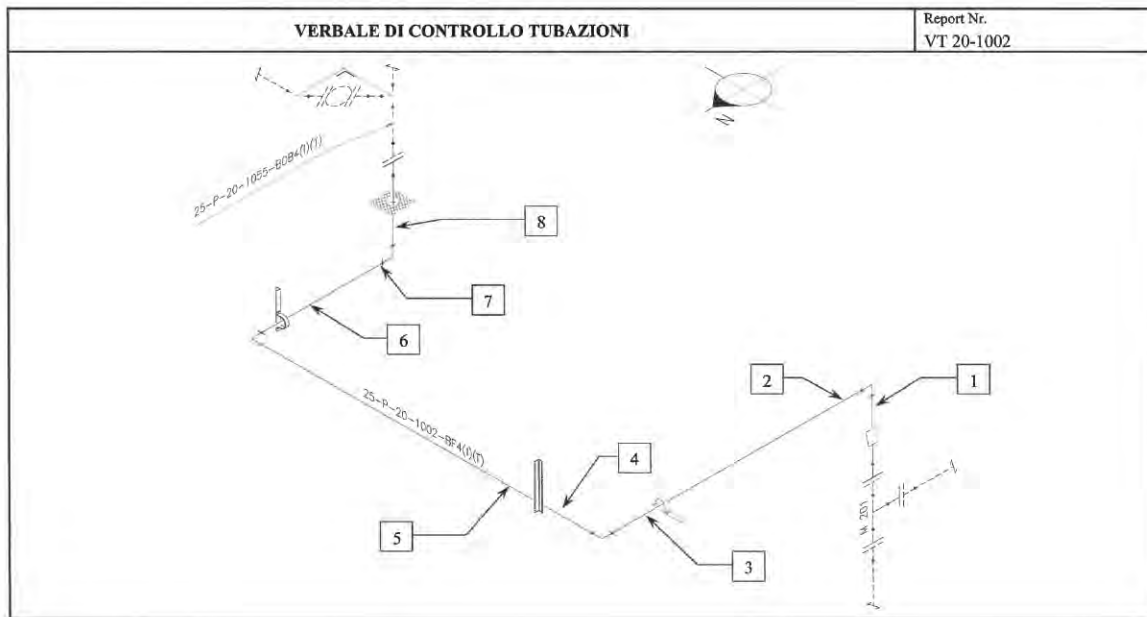


Figura 5. Schema isometrico di un piano di ispezione.

Dall'attuazione del progetto RBI sono state eseguite complessivamente 2111 ispezioni le quali hanno evidenziato le seguenti principali problematiche:
Difetti di corrosione (Figura 6):



Figura 6. Esempio di corrosione uniforme sotto l'isolamento.
Difetti di fabbricazione dovuti a riparazioni o processi costruttivi non adeguati (Figura 7)



Figura 7. Problema di fabbricazione.

Difetti di installazione dovuti al fatto che alcune vecchie tubazioni sono state realizzate non in accordo né con le norme costruttive né con la regola dell'arte (Figura 8).



Figura 8. Difetto di installazione.

Difetti di compatibilità dei materiali; grazie al contributo degli esperti di corrosione della direzione tecnica centrale si è riscontrato che i materiali di alcune tubazioni presentavano incompatibilità chimiche e funzionali.

Sulla base dell'analisi delle criticità è stato così possibile redigere un programma di sostituzione delle tubazioni che ha contribuito e contribuirà alla riduzione progressiva del rischio; questo ha permesso ad oggi la sostituzione di 172 tubazioni di processo.

3. Lo strumento di gestione

Tutta l'attività è supportata da un software di gestione di proprietà del gruppo, in grado di gestire il flusso logico della valutazione RBI (Figura 1) oltre a contenere il database tecnico, il risultato dell'analisi e il calcolo del rischio sotto forma di matrice. Tale programma informatico aiuta a gestire, tracciare ed eventualmente agire (tramite coefficienti assegnati, costanti e calcolo probabilistico), sull'enorme quantità di dati provenienti dalle attività di gestione e controlli includendo tutti i meccanismi

di danneggiamento e i fattori di rischio, prevedendo la corrosione, pianificando le ispezioni e consentendo il follow-up delle azioni di miglioramento.

4. Conclusioni

Lo studio nasce dall'esigenza dell'azienda di migliorare gli standard di sicurezza dei propri impianti utilizzando sempre più strumenti efficaci ed efficienti per un continuo miglioramento del Sistema di Gestione della Sicurezza.

Il progetto ha avuto un impatto iniziale rilevante in termini di risorse economiche ed impegno di risorse umane attraverso gruppi di lavoro dedicati al suo sviluppo e grazie alla collaborazione dei tecnici INAIL delle varie U.O.T. interessate, alle linee guida in merito alle tematiche dell'invecchiamento delle attrezzature nonché a seguito di interventi di omologazione/messa in servizio/attività di controllo della SGS ad oggi si evidenziano i seguenti benefici:

- Aggiornamento e incremento della documentazione (P&ID, classi di tubazioni, nuovi disegni isometrici, identificazione di tubazioni non necessarie ecc.).
- Procedure di manutenzione all'interno dei manuali riferiti ad ogni attrezzatura, con la registrazione degli interventi sotto responsabilità di personale dedicato e formato.
- Interventi di monitoraggio relativi all'invecchiamento verifiche con PND etc.
- Miglioramento dei piani di manutenzione supportati da ispezioni basate sul rischio
- Ottimizzazione delle risorse economiche di manutenzione.
- Aumento della sicurezza e dell'affidabilità degli impianti.
- Identificazione di materiali potenzialmente non compatibili con alcuni fluidi di processo.
- Accrescimento delle competenze tecniche delle figure componenti il sistema di gestione di sicurezza dello stabilimento.

5. Bibliografia

[1] Decreto Legislativo 26 giugno 2015, n. 105 "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti

[2] American Petroleum Institute (API). API Publication Base Resource Document 581 -Risk-Based Inspection; 2000.

[3] American Petroleum Institute (API). API Publication 581 - Risk-based Inspection Methodology; 2016.

[4] UNI EN 16991:2018 "Risk-Based Inspection"

Analisi dei rischi emergenti connessi con la trasformazione digitale: il progetto DRIVERS

R. Setola¹, B. Fabiano², S. Ansaldi³

¹ Università Campus Bio-Medico di Roma

² Università di Genova

³ Inail - Dit

Abstract

Nei prossimi anni la progressiva spinta alla digitalizzazione di tutte le attività, unitamente alla transizione energetica ma soprattutto ai mutamenti indotti dai cambiamenti climatici, ci porrà di fronte a scenari di rischio “unknown” con potenziali significativi impatti per la sicurezza degli impianti produttivi. Queste considerazioni impongono lo sviluppo di soluzioni in grado di identificare e monitorare quei fattori che posso accelerare (ovvero frenare) l’insorgenza di tali rischi emergenti. Per rispondere a questa esigenza il progetto DRIVERS sta realizzando una piattaforma di Safety Information per supportare l’operatore nell’evidenziare tempestivamente l’insorgenza di fenomeni di rischio (early-warning) e nell’aiutarlo a valutare la propria esposizione.

A tal fine il progetto ha identificato i fattori maggiormente critici per gli aspetti di safety connessi con i cambiamenti climatici, la transizione energetica e la trasformazione digitale. In particolare, per quest’ultimo aspetto è emersa la rilevanza del tema della cybersecurity e della necessità di avere strumenti in grado di abbinare ad una conoscenza puntuale degli elementi che costituiscono lo strato di Operational Technology (OT) dell’impianto con quelle che sono le vulnerabilità note correlandole al relativo livello di rischio. A tal fine nell’ambito del progetto è in fase di sviluppo una soluzione automatizzata che consente di fare l’inventario della rete OT e di verificare attraverso l’utilizzo di apposite API l’eventuale presenza di vulnerabilità note il cui grado di pericolosità è determinato usando la metrica CVSS (Common Vulnerability Scoring System).

Keywords: Cybersecurity, Operational Technology, OSINT, process and occupational safety.

1. Introduzione

Il Financial Times¹ in un suo recente articolo ha utilizzato la metafora della *tempesta perfetta* per dare un’idea di quelli che sono i “nuovi” rischi che si stanno affacciando nello scenario industriale (e non solo in quello). L’articolo evidenzia come si

¹ <https://www.ft.com/content/d4ab879e-6fcd-40a6-9acf-4c60b78c6cbb>

concentrano e si sommano gli effetti legati a tre fenomeni, in parte correlati, che cambieranno in modo significativo il nostro modo di vivere con impatti significativi su specifiche filiere industriali. In particolare, l'articolo si riferisce a quelli che sono i rischi indotti dalla **trasformazione digitale**, dalla **transizione energetica** e dai **cambiamenti climatici**. Tre eventi hanno in comune il fatto di essere fenomeni a livello globale, di avvenire su scale temporali estremamente ridotte (quanto meno per ciò che riguarda la manifestazione degli effetti negativi) ma, soprattutto, di essere fenomeni nuovi. Fenomeni per i quali non possiamo, se non in piccola parte, ricorrere all'esperienza passata e all'analisi delle serie storiche. Per tale ultima caratteristica essi sono genericamente etichettati come **rischi emergenti**.

Questi fenomeni avranno un impatto estremamente significativo soprattutto sulla filiera del petrolio, e più in generale sull'industria legata all'utilizzo dei combustibili fossili, che vedrà da un lato una riduzione di interesse economico per il settore (legata a scelte dirompenti quale quella dello stop ai veicoli a motore endotermico) ma al tempo stesso alla necessità di introdurre/subire soluzioni innovative indotte dal mutato scenario (come ad esempio i bio-carburanti e l'utilizzo dell'idrogeno). Il primo fattore indurrà una perdita di interesse nel settore con progressiva riduzione di investimenti per quel che riguarda la manutenzione evolutiva degli attuali siti produttivi, ma al tempo stesso la necessità di introdurre in tali siti elementi esogeni che creeranno gioco forza una maggiore complessità architettonica e la presenza di fattori di interferenza.

A ciò si sommano gli effetti dei cambiamenti climatici in termini di estremizzazione dei fenomeni climatici che rendono non adeguato il dimensionamento di alcune infrastrutture di servizio (come, ad esempio, le vasche di raccolta delle acque reflue sui piazzali) oltre che compromettere la staticità/operatività di alcuni elementi e manufatti (ad esempio a causa di venti di significativa intensità). Per contrastare gli effetti di questi fenomeni sarebbero necessari interventi di adeguamento degli attuali impianti che, però, appaiono, oltre che estremamente onerosi e non in linea con la riduzione di interesse per la filiera del fossile, di difficile identificazione/progettazione a causa della natura emergente di tali rischi (e quindi non riferibili a serie storiche). In questo contesto la transizione digitale rappresenta una leva utilizzabile per gestire questi cambiamenti ma che al tempo stesso introduce una serie di ulteriori rischi connessi sia con la perdita di centralità del fattore umano (in termini sia di numero di addetti che di ridotta capacità di trasferimento delle competenze) ma soprattutto con una crescente esposizione ai rischi di cyber security.

2. Il rischio Cyber

Sebbene l'automazione industriale sia entrata negli stabilimenti a partire dalla metà degli anni settanta, solo verso la fine degli anni '90 si sono iniziate a prendere in considerazione le implicazioni per la sicurezza legati al fattore digitale. O meglio, fino ai primi degli anni '90, il problema della sicurezza della componente di controllo

digitale era relegata agli aspetti connessi con i guasti del sistema informatico, i bug del software e gli errori (più o meno volontari) commessi dagli operatori.

A partire dalla fine degli anni '90 a queste problematiche che potremmo etichettare come di "cyber-safety", iniziano ad affiancarsi problematiche di cyber-security, ovvero di azioni dolose.

Occorre infatti considerare che fino alla metà degli anni '90 la stragrande maggioranza dei sistemi informatici utilizzati in ambito industriale, generalmente indicati come **ICS (Industrial Control System)**, era basata su hardware, software e protocolli proprietari ed operavano sostanzialmente in maniera isolata rispetto alla rete IT aziendale.

Le spinte connesse alla necessità di migliorare la flessibilità e l'efficienza della produzione, ridurre i costi unite alla necessità di aggiornare molti dei sistemi legacy per renderli immuni al *millenium bug* hanno spinto per un rapido cambio di contesto. Questo ha comportato una adozione massiccia all'interno dei siti industriali di prodotti IT off-the-shelf e, anche per soddisfare le esigenze produttive, ad una apertura e integrazione di questi sistemi con le infrastrutture IT aziendali.

Conseguenza non pianificata di ciò è stato che le reti industriali sono divenute soggette ai medesimi rischi propri dei sistemi IT. Purtroppo, i sistemi industriali hanno delle peculiarità in termini di tempi di latenza, capacità di calcolo, vincoli di banda, lifetime che rendono solo in parte replicabili i meccanismi di difesa propri dei sistemi IT [1]. Per sottolineare tale peculiarità nella comunità scientifica si è iniziato ad utilizzare il termine **OT (Operational Technologies)** per indicare i sistemi di controllo impiegati nell'ambito industriale in modo da contrapporlo ai sistemi IT.

3. Il progetto DRIVERS

DRIVERS (Approccio combinato data-driven ed experience-driven all'analisi del rischio sistemico) è un progetto co-finanziato da INAIL che ha quale obiettivo quello di fornire una metodologia ed uno strumento per mappare e riconoscere i rischi emergenti relativi ai cambiamenti climatici, alla transizione energetica e alla trasformazione digitale [9].

A tal fine si è adottato un modello tipo fishbone, per identificare per ciascuno dei tre ambiti i principali fattori acceleranti e frenanti, ovvero quei fattori che agiscono sull'hazard facendolo crescere o diminuire.

Tali fattori sono stati identificati e organizzati, con riferimento alle tre tipologie di rischi emergenti e relativamente alle industrie Seveso, con lo scopo di ottenere una raccolta abbastanza completa degli elementi che hanno importanza ai fini della comprensione e gestione dei problemi delle transizioni concorrenti, organizzati secondo uno schema gerarchico (fattori generali e subfattori specifici).

Con riferimento ai rischi cyber, come illustrato nella figura 1, sono stati individuati a livello sistemico 16 fattori "acceleranti", ovvero che amplificano il rischi cyber (obsolescenza; gestione dei dati operativi; gestione dei dati personali; gestione dei sistemi OT compromessi; integrazione; rete wireless; connessioni digitali; patching;

interferenze; ostacoli normativi; terze parti; accesso remoto; invecchiamento; riduzione del personale; turn over; limitata consapevolezza) e 20 fattori “frenanti”, cioè che rallentano l’insorgenza di tale rischio (risk assessment; modalità di lavoro; certificazioni di analisi dei rischi; certificazioni di cyber security; automazione dei processi; patching; sicurezza by-design dei dispositivi; audit periodico; backups del cloud; segregazione; riconoscimento dell’utenza; sistemi di protezione; training certificato; simulazioni e test; campagne informative; attività di lesson learned; regolazione specifica degli aspetti socio culturali di contesto; supervisione di competenza; figure di lavoro professionali; ecosistema di supporto).

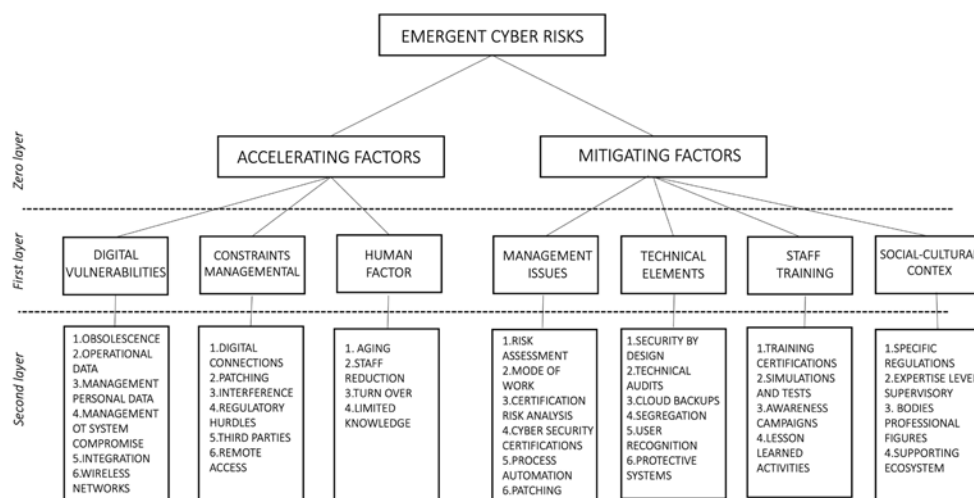


Figura 1. Elencazione fattori e sotto-fattori frenanti ed acceleranti per la trasformazione digitale

Successivamente gli schemi fishbone sono stati ulteriormente arricchiti attraverso l’interazione con i componenti dell’Advisory Board del progetto. Nello specifico a ciascun fattore è stato attribuito un peso attraverso la definizione di una scala di importanza del fattore che quantifica in maniera qualitativa l’incremento dell’hazard rispetto alla situazione tradizionale. A tal fine si è utilizzato l’approccio AHP sparso che si basa sul confronto a coppia dei singoli valori [2].

Tale analisi illustrata in dettaglio in [3] ha consentito di evidenziare come gli elementi maggiormente impattanti in termini di “accelerazione” del rischio cyber siano quelli legati al “fattore umano” a causa dell’invecchiamento della forza lavoro, delle limitate conoscenze degli operatori in campo circa le problematiche cyber e dell’elevato turn over. In Tabella 1 sono riportati i valori normalizzati indentificati per ciascun fattore accelerante. Nello specifico, i fattori acceleranti sono divisi per le macro aree e sono:

- legati alla sfera digitale sono: l’obsolescenza (con peso 0.0099); la gestione dei dati operativi e dei dati personali (entrambi con peso 0.0362); la compromissione di

- sistemi OT (0.0693), l'integrazione tra sistemi (0.0362) e la gestione reti wireless (peso 0.0693);
- legati alla gestione dei fornitori: la connessione digitale dei sistemi (0.0238); il patching (0.0149); l'interferenza (0.0238); gli ostacoli normativi (0.0048); la gestione delle terze parti (0.0021) e gli accessi da remoto (0.0009);
 - legati al definito "fattore umano": l'invecchiamento del personale (0.2101); la riduzione del personale (0.0420); il turn over (0.2101) e le limitate conoscenze (0.2101).

L'importanza del fattore umano non deve apparire anomalo essendo conclamato che la stragrande maggioranza degli incidenti cyber sono da ricondurre ad un non corretto comportamento di un operatore [4]. Giusto come esempio si riporta che sia il blocco dell'erogazione elettrica in Ucraina nel 2015 e 2016 che la paralisi dell'oleodotto Colonial Pipeline negli stati Uniti nel 2021 sono stati "innescati" da un comportamento non idoneo da parte di un operatore che è stato oggetto di phishing [1].

Accelerating macro-criteria	Accelerating micro-criteria	Weight
Digital Vulnerabilities	Obsolescence	0.0099
Digital Vulnerabilities	Operational data management	0.0362
Digital Vulnerabilities	Personal data management	0.0362
Digital Vulnerabilities	OT system compromise	0.0693
Digital Vulnerabilities	Integration	0.0362
Digital Vulnerabilities	Wireless networks	0.0693
Management constraints	Digital connections	0.0238
Management constraints	Patching	0.0149
Management constraints	Interference	0.0238
Management constraints	Legal barriers	0.0048
Management constraints	Third parties	0.0021
Management constraints	Remote access	0.0009
Human Factor	Aging	0.2101
Human Factor	Staff reduction	0.0420
Human Factor	Turn over	0.2101
Human Factor	Limited knowledge	0.2101

Tabella 1. Pesi attribuiti ai fattori (e sotto-fattori) acceleranti relativi alla trasformazione digitale [3].

Oltre al fattore umano, l'analisi ha evidenziato l'importanza delle problematiche connesse con l'utilizzo della rete wireless e la compromissione dei componenti OT. Quest'ultimo aspetto appare quello più rilevante dal punto di vista dell'analisi del rischio essendo fortemente peculiare ed impattando in modo specifico su come son realizzati, monitorati e gestiti i singoli impianti.

Conseguentemente il progetto DRIVERS ha elaborato una metodologia per mappare i rischi cyber legati ai componenti OT.

4. Valutazione rischio Cyber dei componenti OT

Per la valutazione dei rischi cyber legati ai componenti OT si è optato per la strategia delineata nella Figura 2. Essa consta di tre macro-blocchi:

- **Inventory assesment:** il cui scopo è quello di indentificare i componenti hardware e software che costituiscono la rete OT;
- **Vulnerability Analysis:** il cui scopo è quello di verificare se esistono vulnerabilità note che affliggono una o più componenti della rete OT
- **Risk assesment:** il cui scopo è quello di valutare sulla base di informazioni reperibili sulla vulnerabilità e della rilevanza del singolo componente all'interno dell'infrastruttura qual è la rilevanza del potenziale impatto

Queste attività si concretizzano in un indice di rischio cyber che caratterizza il singolo componente informatico e che a sua volta contribuisce a definire un indice di rischio per ciascun device fisico, per ciascuna area in cui è suddiviso l'impianto e per l'intero impianto.

Si noti che un componente può essere affetto da zero, una o più vulnerabilità e che la medesima vulnerabilità può affliggere più componenti. In ottica conservativa il valore di rischio associato a ciascun componente è assunto pari al rischio maggiore.

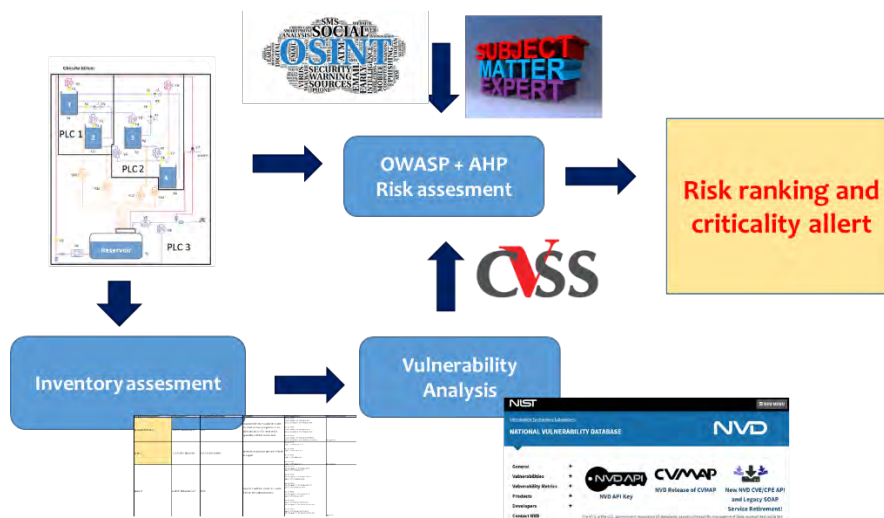


Figura 2. Schema metodologia per determinazione rischio cyber

5. La procedura per effettuare l'Inventory assesment

Sebbene a differenza di una rete IT, la rete OT si caratterizza per una minore dinamicità in termini di evoluzione dei protocolli e delle piattaforme, appare necessario avere un sistema in grado di fornire in modo dinamico un inventory degli apparati presenti nella rete al fine di poter valutare la presenza di eventuali vulnerabilità.

A tal fine si è sviluppato un tool per l'inventory automatico dei componenti hardware presenti in una rete OT. Il tool, realizzato in Python, è in grado di eseguire la scansione al fine di censire i dispositivi connessi alla rete. Il tool identifica,



```

1  "192.168.101.10": {
2    "osmatch": [],
3    "ports": {
4      {
5        "protocol": "tcp",
6        "portid": "502",
7        "state": "open",
8        "reason": "syn-ack",
9        "reason_ttl": "64",
10       "service": {
11         "name": "mbap",
12       },
13     },
14   },
15   "hostname": [],
16   "macaddress": {
17     "addr": "00:80:F4:53:EB:77",
18     "addrtype": "mac",
19     "vendor": "Telemecanique Electric"
20   }
21 }

```

Figura 3. Schema metodologia per determinazione rischio cyber

in particolare, tutti i dispositivi di livello 3 (network level) che sono connessi alla stessa rete sulla quale esegue lo scan.

Il tool è basato sulle funzionalità del comando "nmap", il comando rappresenta uno strumento di scansione di rete frequentemente utilizzato per effettuare un check degli elementi connessi ad una rete. Questo consente di eseguire una scansione approfondita di una rete, identificando i dispositivi connessi e le porte aperte su tali dispositivi al fine di valutare i servizi attivi sui dispositivi connessi. L'utilizzo del comando "nmap" può fornire informazioni preziose sulla configurazione di rete al fine di rilevare vulnerabilità e valutare la sicurezza complessiva di un sistema.

L'output prodotto dallo script consiste in un file json che riporta in modo strutturato le informazioni disponibili per ciascun elemento di rete individuato.

Nell'esempio di Figura 3 il dispositivo individuato è un PLC Schneider Electric sul quale risulta attivo un server Modbus/TCP attivo sulla porta 502. Nello specifico il significato dei singoli campi è il seguente

"service": Fornisce informazioni sul servizio erogato sulla porta aperta.

"name": Indica il nome del servizio, che nel caso specifico Modbus Application Protocol (mbap).

"hostname": Questo campo rappresenta eventuali hostname locali associati all'indirizzo IP del dispositivo.

L'oggetto "macaddress" contiene i seguenti campi:

"addr": Rappresenta l'indirizzo MAC, che nel caso specifico è "00:80:F4:53:EB:77".

"addrtype": Indica il tipo di indirizzo, che nel caso specifico è "mac".

"vendor": Indica il produttore del dispositivo associato all'indirizzo MAC, che nel caso specifico è "Telemecanique Electric" sulla base dei primi 3 byte.

lo script fornisce informazioni riguardanti sia gli aspetti hardware che software del dispositivo identificato mostrando dettagli quali il costruttore dell'hardware relativo alla scheda di rete, prova a stimare il sistema operativo installato sul dispositivo e determina i servizi attivi su ogni porta aperta del dispositivo.

6. La procedura per effettuare la Vulnerability Analysis

Una volta effettuato l'inventario il sistema utilizza le API messe a disposizione dal National Institute for Standards and Technologies (NIST) degli Stati Uniti per individuare vulnerabilità note che posso affliggere uno o più componenti. Nello specifico il NIST gestisce un database, denominato NVD (National Vulnerability Database) [5] che contiene informazioni su tutte le vulnerabilità note di sistemi informativi. Il sistema è aggiornato con frequenza anche più che giornaliera, sia aggiungendo nuove vulnerabilità non appena vengono rese note, sia aggiornando le informazioni su vulnerabilità già censite in relazione ad una migliore comprensione dei rischi associati, ovvero della presenza di remediation. Attualmente il DB raccoglie informazioni su quasi 300.000 vulnerabilità di cui circa 30.000 scoperte nei primi 10 mesi del 2023.

All'interno di questo DB, ogni vulnerabilità è identificata con un codice composto dall'anno in cui è scoperta e da un numero progressivo. Ad esempio, la vulnerabilità CVE-2023-30692 è l'ultima vulnerabilità identificata nel 2023 alla data del 6 ottobre 2023.

All'interno di questo DB per ciascuna vulnerabilità è fornita una breve descrizione e l'elenco dei software, con relativa configurazione e versione, che sono affetti dalla vulnerabilità stessa. Inoltre, sono presenti informazioni sul grado di maturità della vulnerabilità, sull'eventuale esistenza di strumenti di remediation (ad esempio patch). È pertanto possibile verificare sulla scorta di quanto prodotto dall'inventario se un componente del sistema OT è affetto da tale vulnerabilità

Qualora ciò accada è possibile estrarre dal NVD anche una valutazione della relativa criticità della vulnerabilità.

A tale fine il NIST utilizza la metodologia CVSS (Common Vulnerability Scoring System) [6]. Tale metodologia assegna ad ogni vulnerabilità un punteggio compreso fra 0 e 10, dove il valore 10 indicata la massima criticità. Esso prevede che ad ogni vulnerabilità sia assegnato un valore di criticità intrinseco (definito base) che può essere ulteriormente raffinato mediante la dimensione temporale e quella di contesto.

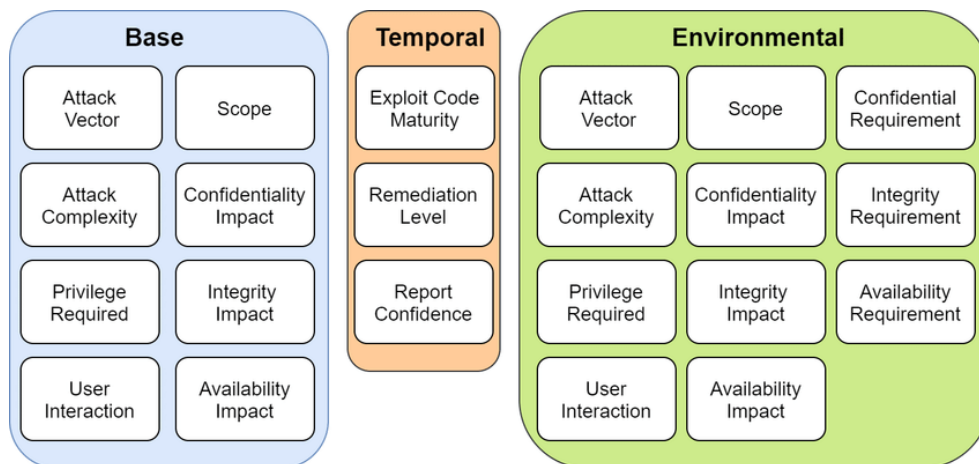


Figura 4. Elementi utilizzati in CVSS per la determinazione del livello di criticità di una vulnerabilità

Nello specifico l'indice base fornisce una valutazione sulla criticità intrinseca della vulnerabilità andando a considerare una serie di parametri che caratterizzano le risorse che l'attaccante deve avere a disposizione per sfruttare la vulnerabilità e quelli che sono gli impatti in termini di compromissione degli attributi di confidenzialità, integrità e disponibilità che si potrebbero generare dall'eventuale sfruttamento della vulnerabilità. Nella figura 4 sono illustrati i diversi parametri con riferimento alla versione 3.1 dello standard.

Il sito del NVD riporta per ciascuna vulnerabilità la valorizzazione di tutti i parametri "Base" definita sulla base delle conoscenze della vulnerabilità stessa. Inoltre, il sito del NVD riporta anche la valutazione del CVSS base di ciascuna vulnerabilità. Si evidenzia che sebbene i valori numerici attribuiti ai singoli parametri siano anch'essi nel range 0-10 con specifiche indicazioni su come graduare la scala, il modello utilizzato per la determinazione dello score finale è fortemente non lineare.

Pertanto, con l'utilizzo delle API è possibile acquisire il valore del Base score per ciascuna vulnerabilità.

Si noti che le schede relative alle diverse vulnerabilità sul sito del NVD sono aggiornate costantemente per allineare lo score (e gli altri parametri) alle nuove informazioni acquisite dai vendor e dai ricercatori.

Per gestire al meglio questo dinamismo il sistema DRIVERS tiene traccia di tutte le vulnerabilità acquisite al fine di verificare se qualcuna di esse presenti degli aggiornamenti.

7. La procedura per effettuare la Risk Assessment

Lo stesso NVD evidenzia che la determinazione della criticità di una vulnerabilità utilizzando esclusivamente il parametro base score rappresenta una prima approssimazione dell'effettivo rischio ad esso connesso.

Per ovviare in parte a tale problematica il CVSS suggerisce di utilizzare la metrica temporale e quella di contesto. Purtroppo, il NVD non valorizza tali valori che sono lasciati alla determinazione dell'utente finale.

Per fare ciò il progetto DRIVERS adotta una strategia basata su tecniche OSINT e sulla valutazione di un digital twin dell'impianto.

Nello specifico per la determinazione del parametro temporale il sistema raccoglie le informazioni presenti sul sito NVD sul livello di maturità della vulnerabilità (ufficialmente confermata, etc.). Tali informazioni potranno, inoltre, essere raccolte ed integrate con informazione acquisite su altri siti, quali ad esempio il CSIRT nazionale [7] o in forum sul dark web. Inoltre, l'utente può inserire un parametro correttivo legato alla eventuale implementazione di contromisure in grado di rimediare in parte o del tutto alla vulnerabilità stessa.

Per la valutazione della dimensione "environment" si è scelto di non utilizzare la metodologia prevista dal CVSS ma definire una diversa valutazione impiegando un modello di dipendenza funzionale schematicamente illustrato nella figura 5.

Nello specifico in fase di localizzazione sulla piattaforma DRIVERS di un impianto è associato ai diversi dispositivi OT il relativo device "fisico". A loro volta i device fisici sono raggruppati in "aree". In fase di inizializzazione è richiesto all'utente di specificare quale è il grado di "inoperabilità" [8] che da uno specifico device si trasmette all'area associata.

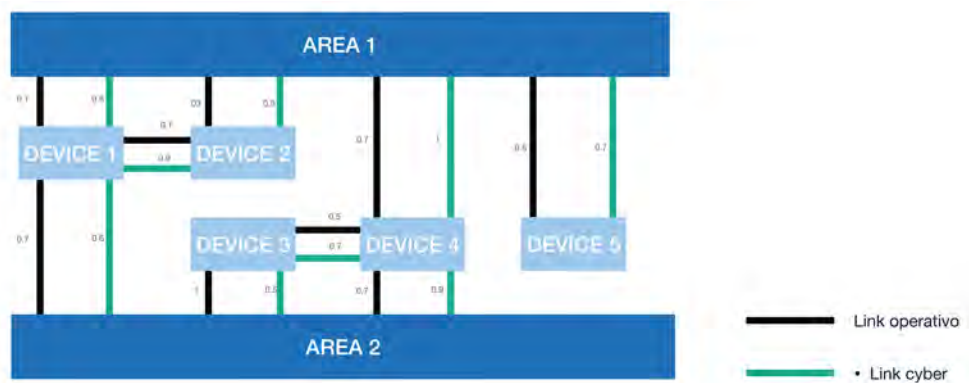


Figura 5. Rappresentazione delle dipendenze funzionali e cyber

Sulla base di tale valore si determina, considerando gli effetti di dipendenza diretta ed indiretta quello che potrebbe essere l'entità dell'impatto associato alla vulnerabilità cyber.

8. Case Study

Nell'ambito del progetto DRIVERS è stata realizzata una piattaforma in grado di acquisire dinamicamente informazioni sui rischi di carattere naturale, operativo e cyber al fine di evidenziare elementi di criticità. La piattaforma, ancora in fase di sviluppo è presentata nella Figura 6.

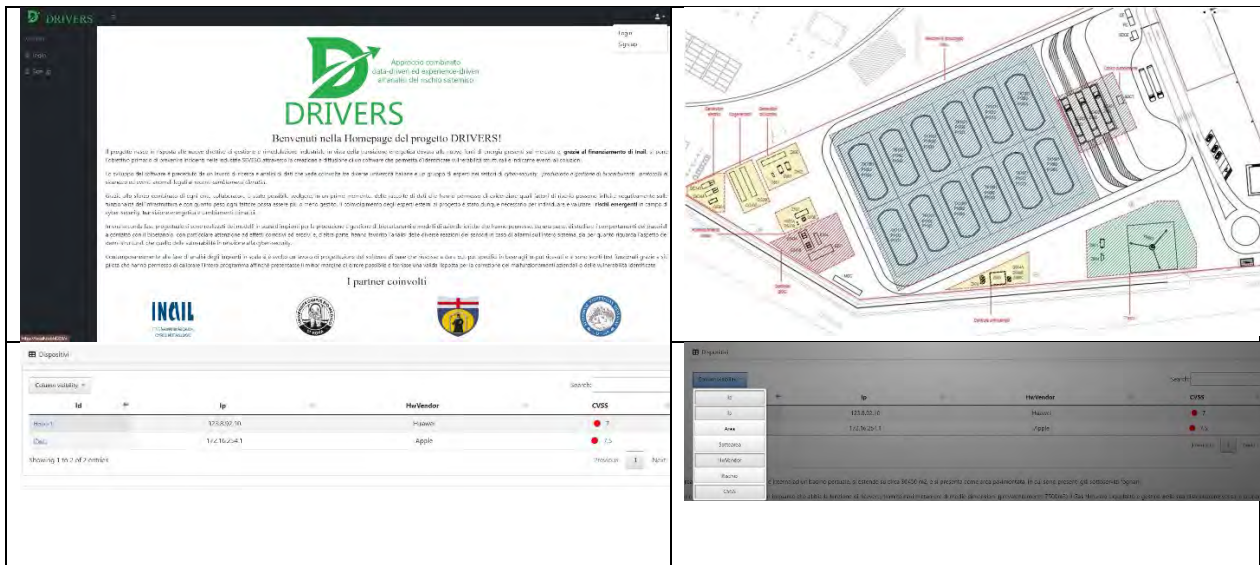


Figura 6. Alcune schermate della piattaforma DRIVERS

L’impianto è suddiviso in tre aree a cui corrispondono tre distinte porzioni del sistema OT come illustrato nella Figura 7. Il sistema con il modulo inventory effettua una disamina su base giornaliera della rete OT per acquisire informazioni su tutti i componenti presenti.

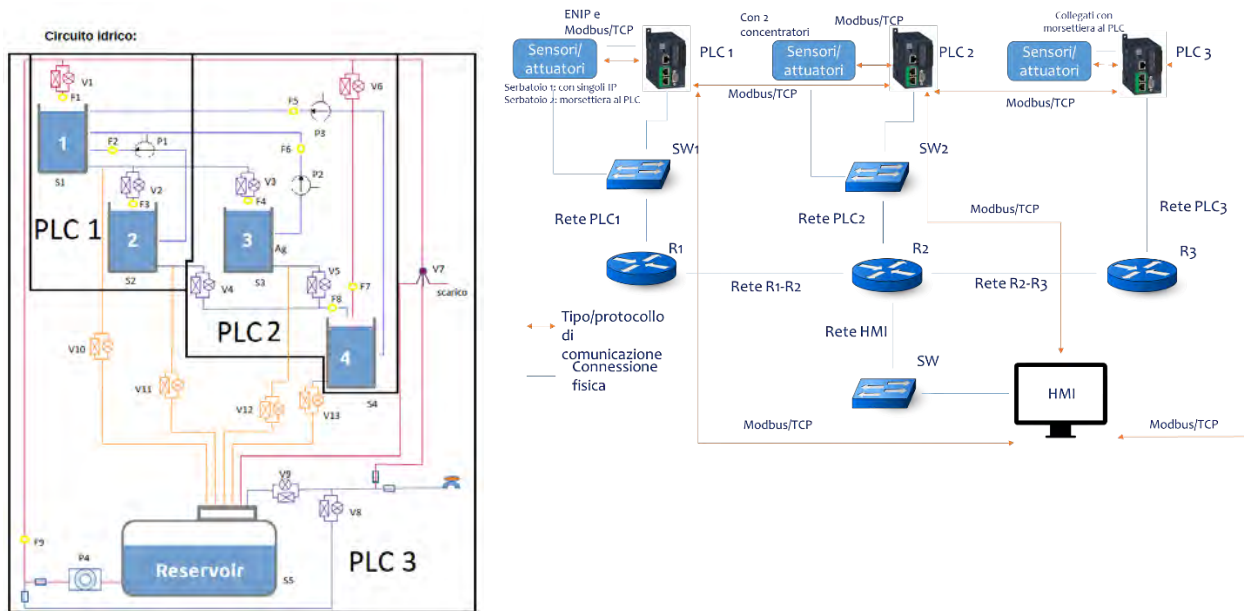


Figura 7. Test-bed impiegato per le attività di inventory.

Tali informazioni sono passate al modulo di Vulnerability Analysis che va a ricercare tramite le API se sul sito del NVD siano presenti vulnerabilità note che affliggono uno dei componenti individuati nella prima fase. L’analisi distingue fra quelle che sono vulnerabilità già analizzate e vulnerabilità nuove. Inoltre, la piattaforma mantiene traccia anche di vulnerabilità “risolte”.

9. Conclusioni

Il progetto DRIVERS si è posto quale obiettivo quello di realizzare una piattaforma in grado di fornire all'operatore un'informazione unitaria rispetto a rischi di origine naturale, operativa e cyber. Per ciascuna di queste categorie esso acquisisce elementi sul possibile hazard a partire dal monitoraggio delle vulnerabilità cyber, dalle informazioni sulle attività operative e da previsioni di forecast e nowcast. Tali elementi sono integrati per determinare il livello di rischio associato a ciascun dispositivo e in modo aggregato a ciascuna delle aree in cui è suddiviso l'impianto. A questi elementi vengono fusi con le informazioni relative ai fattori acceleranti / frenanti proprie dell'impianto e dei suoi componenti. In questo modo si fornisce all'operatore un'indicazione di quelle che sono i rischi maggiormente significativi. L'operatore può navigare fra i diversi livelli della piattaforma per meglio comprendere come i singoli elementi si combinano fra di loro e per meglio analizzare la rilevanza sistemica dei singoli elementi.

10. Bibliografia

- [1] Assenza, G., Faramondi, L., Oliva, G., & Setola, R. (2020). Cyber threats for operational technologies. *International Journal of System of Systems Engineering*, 10(2), 128-142.
- [2] Oliva, G., Setola, R., & Scala, A. (2017). Sparse and distributed analytic hierarchy process. *Automatica*, 85, 211-220.
- [3] Nobili, M., Fioravanti, C., Guarino, S., Ansaldi, S. M., Milazzo, M. F., Bragatto, P., & Setola, R. (2023, June). DRIVERS: A platform for dynamic risk assessment of emergent cyber threats for industrial control systems. In *2023 31st Mediterranean Conference on Control and Automation (MED)* (pp. 395-400). IEEE.
- [4] Corradini, I., Nardelli, E., & Ahram, T. (2020). *Advances in Human Factors in Cybersecurity*. Springer International Publishing.
- [5] <https://nvd.nist.gov/>
- [6] Scarfone, K., & Mell, P. (2009, October). An analysis of CVSS version 2 vulnerability scoring. In *2009 3rd International Symposium on Empirical Software Engineering and Measurement* (pp. 516-525). IEEE.
- [7] <https://www.csirt.gov.it/>
- [8] Setola, R., De Porcellinis, S., & Sforza, M. (2009). Critical infrastructure dependency assessment using the input-output inoperability model. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, 2(4), 170-178.
- [9] <https://www.emergentrisk.it/index.php/it/>

Implementazione di un piano di gestione dei giunti flangiati imbullonati con interposta guarnizione negli impianti chimici e petrolchimici. Un approccio di “flange management” per la riduzione dei rischi.

F. Cucè¹, M. Cantone¹, R. Nicosia¹, R. Acerboni², F. Boella², A. De Palma², F. Rocchi²

¹ VED Vetroresina Engineering Development S.r.l.

² Inail - Uot di Venezia-Mestre

Abstract

La manutenzione dei giunti flangiati imbullonati, benché utilizzati nelle medesime condizioni di processo delle giunzioni saldate e presentando quindi un rischio simile, è soggetta, rispetto a queste ultime, ad una gestione semplificata, riguardante principalmente il serraggio delle aste, la valutazione della coppia da applicare e la sequenza di applicazione, trascurando tuttavia altri aspetti che influenzano profondamente il risultato finale.

Durante una fermata impianti, i giunti da verificare possono essere migliaia, il tempo disponibile limitato e diventa quindi importante implementare un programma di gestione dei giunti flangiati imbullonati, da integrare nelle operazioni di ogni impianto industriale più o meno complesso.

L'adozione di un sistema di gestione dei giunti installati in un impianto, riducendo notevolmente il numero di perdite, migliora la sicurezza e l'affidabilità dei circuiti in pressione.

Keywords: giunti flangiati, gestione, manutenzione.

1. Introduzione

Se si osservano con attenzione i giunti flangiati imbullonati in un impianto, si riscontrano ricorrenti errori di assemblaggio che potrebbero avere effetti dannosi durante il normale esercizio dell'impianto: bulloneria di diametro non corretto, troppo corta (Figura 1) o troppo lunga (Figura 2), di materiale non in accordo alle specifiche, o di materiali diversi, dadi incassati nelle flange, flange disallineate, tipologie di guarnizioni diverse su giunti contigui.

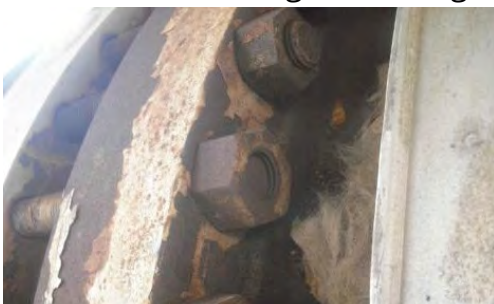


Figura 1



Figura 2

Se, come di norma accade, ciò che si vede è indicativo della qualità di ciò che invece non è immediatamente visibile, allora ci si rende conto che è necessario ricorrere ad un nuovo approccio manutentivo, in cui ogni operazione relativa alla manutenzione venga eseguita secondo istruzioni ben precise, frutto della conoscenza approfondita dell'argomento e nello specifico del giunto flangiato nel suo complesso, composto da flange, guarnizioni e bulloneria

Se si considerano i rischi per l'ambiente e le persone, e la mancata produzione dovuta alle perdite che si verificano in impianto, ci si rende conto che è necessario implementare un sistema di manutenzione del giunto che miri al raggiungimento dell'obiettivo "zero leak" (perdite zero).

2. Elementi principali del giunto flangiato

Il tipo di giunto più comune è costituito da due flange tra le quali è installata una guarnizione compressa dalla bulloneria installata (Figura 3).

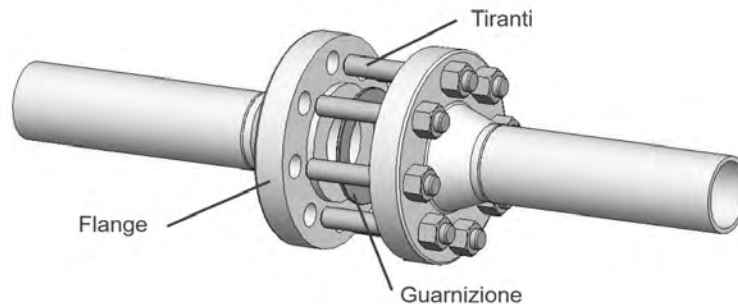


Figura 3

La bulloneria, sottoposta a un carico di trazione, fornisce una sollecitazione di compressione del giunto e di tenuta della guarnizione sufficiente a sopportare la pressione e le forze massime durante l'esercizio, come illustrato nella Figura 4.

Per garantire l'integrità del giunto, è necessario mantenere un livello minimo di sollecitazione della sede della guarnizione durante l'intero servizio del giunto; pertanto, il carico/compressione di progetto del bullone al momento dell'installazione deve tenere conto dello scorrimento, del rilassamento, dell'incertezza sui carichi di servizio e delle tolleranze dei componenti e degli strumenti utilizzati.

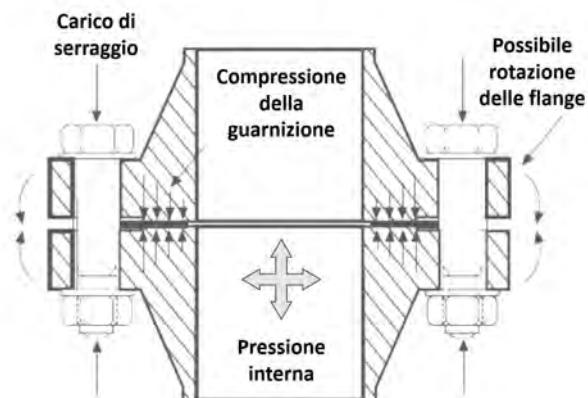


Figura 4

3. Principi fondamentali del sistema di gestione

I seguenti otto principi fondamentali devono essere applicati per garantire che il sistema di gestione dei giunti flangiati sia implementato e rimanga efficace.

- *Titolarità*

Deve essere identificato un titolare del sistema di gestione, responsabile non solo della sua manutenzione continua, ma anche di comunicarne gli scopi e gli obiettivi all'interno dell'organizzazione.

- *Tecnologia e buone prassi*

Devono essere applicate le migliori tecniche disponibili per quanto riguarda la selezione e il controllo dell'assemblaggio, del serraggio e della garanzia dei giunti imbullonati. La comprensione della teoria e della pratica dei giunti imbullonati e lo sviluppo di procedure appropriate devono essere incoraggiati in tutta l'organizzazione.

- *Livello di criticità*

La variabilità delle condizioni di progetto e di esercizio dei circuiti in pressione è così ampia che occorre fare una valutazione del livello di criticità che determinerà i livelli di ispezione, controllo dell'assemblaggio, tecnica di serraggio, test e garanzia dei giunti flangiati.

- *Formazione e competenza*

Tutti coloro che prendono parte al processo di implementazione e mantenimento del sistema di gestione devono essere consapevoli dei suoi obiettivi, delle aspettative e degli effetti sulla pianificazione del progetto. Il personale che opera sui giunti flangiati deve essere adeguatamente formato e competente.

- *Database, gestione dei dati ed etichettatura*

L'obiettivo di mantenere il più a lungo possibile l'integrità del giunto è perseguibile se esistono dati storici sulle attività svolte in passato, idealmente a partire dalla costruzione originale del giunto, collegata alle specifiche di progetto del giunto stesso. La disponibilità di dati rintracciabili incoraggia l'adozione delle migliori pratiche al momento dell'attività e fornisce utili indicazioni per il successivo intervento sul giunto.

- *Ispezione in campo*

Un sistema di gestione dovrebbe includere i mezzi per raccogliere i dati rilevanti sui giunti integri e su quelli che hanno avuto incidenti o problemi di tenuta. Questi dati devono essere raccolti da tutti coloro che si occupano dei giunti flangiati imbullonati e periodicamente rivisti e analizzati per stabilire tendenze, problemi e opportunità di miglioramento.

- *Gestione delle perdite*

L'obiettivo di un giunto flangiato imbullonato correttamente progettato e installato è quello di fornire una tenuta a lungo termine e impedire le perdite di fluidi attraverso il giunto. Tuttavia, le perdite possono verificarsi: l'analisi del guasto e la tipologia di riparazione messa in atto sono essenziali per evitare che si ripetano, potendo inoltre fornire dati utili per la prevenzione in altre situazioni.

- *Analisi e apprendimento*

L'analisi dei dati relativi alle perdite e alle ispezioni e le revisioni formali del sistema di gestione devono avvenire a intervalli concordati dal titolare e dagli utenti. I risultati ottenuti dalla messa in servizio, dall'analisi degli incidenti e dalle ispezioni in servizio devono essere utilizzati per generare idee per il miglioramento continuo.

- *Miglioramento continuo*

Al momento dell'avvio del sistema, si dovrebbero definire standard di prestazione significativi e facilmente monitorabili, per quantificare il contributo del sistema di gestione e valutare la soddisfazione degli utenti. Il feedback sulle buone pratiche in materia di integrità e sulle cause e soluzioni degli incidenti deve essere fornito sia internamente che al settore industriale, per contribuire al miglioramento continuo dell'intero sistema.

4. Le fasi del “flange management”

La sequenza delle operazioni da attuare per implementare e mantenere un efficiente sistema di gestione dei giunti flangiati è la seguente:

- censimento dei giunti;
- elaborazione del database;
- etichettatura dei giunti e verifica in campo delle reali condizioni dei giunti;
- riesame dei giunti e aggiornamento del database;
- pianificazione degli interventi di manutenzione;
- emissione delle schede di manutenzione del giunto;
- manutenzione dei giunti;
- aggiornamento database ed emissione report.

Di seguito sono descritte nel dettaglio le singole fasi.

4.1 Censimento dei giunti

Il primo passo per l'implementazione del sistema di gestione dei giunti flangiati è la raccolta delle informazioni documentali, che deve essere la più completa ed esaustiva possibile.

Definiti i circuiti in pressione su cui applicare il sistema, si procederà ad estrarre l'elenco dei giunti dai seguenti documenti:

- P&ID;
- disegni isometrici;
- disegni delle apparecchiature a pressione;
- specifiche di linea.

È importante definire sin dall'inizio un sistema di codifica univoco dei giunti flangiati imbullonati che consenta una facile ed agevole identificazione in impianto. Un esempio di codifica è mostrato in Figura 5.

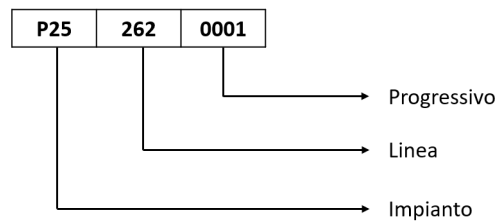


Figura 5

4.2 Elaborazione del database

Il passo successivo è l'inserimento nel database di tutte le informazioni relative ai giunti flangiati precedentemente censiti.

Il database deve contenere per ciascun giunto almeno le seguenti informazioni minime.

Giunto flangiato imbullonato:

- identificazione del giunto;
- posizione in impianto (ubicazione) del giunto;
- disegni e specifiche di riferimento.

Flange:

- normativa di riferimento (es. ASME B16.5, ASME B16.47, UNI EN 1092-1, B.S. 3293, JIS B 2220) o disegno di riferimento per flange non standard;
- materiale;
- dimensione (size o DN);
- classe di pressione (rating o PN);
- tipologia dell'estremità (es. WN, LWN, SO, SW, LJ, B);
- tipologia della faccia di contatto (RF, FF, LMF, SMF, STG, LTG, RTJ);
- grado di finitura superficiale richiesto della sede di appoggio della guarnizione (es. $R_a=3,2\div6,3 \mu\text{m}$ o $\text{RMS}=125\div250 \mu\text{in}$).

Guarnizione:

- normativa di riferimento (es. ASME B16.20, ASME B16.21, UNI EN 1514-1÷8, UNI EN 12560-1÷7, JIS B 2404) o disegno di riferimento per guarnizioni non standard;
- tipologia (es. spirometallica, piana, metal jacketed);
- materiale
- bulloneria:
 - normative di riferimento (es. ASTM A193, ASMT A 194);
 - materiale delle aste filettate e dei dadi;
 - quantità, diametro e lunghezza;
 - eventuali trattamenti e/o rivestimenti;
 - eventuale presenza di washer;
 - metodo di serraggio richiesto (a coppia controllata o a carico controllato);
 - indicazione della coppia di serraggio e/o della tensione residua richiesta;
 - riferimento alla procedura di serraggio da utilizzare;
 - lubrificante.

È possibile, inoltre, registrare dati aggiuntivi per rendere il sistema più facile da usare ed efficace come strumento di pianificazione, come ad esempio:

- condizioni generali del giunto;
- eventuali eccezioni o anomalie relative al giunto.

4.3 Etichettatura dei giunti e verifica in campo delle reali condizioni dei giunti

Per pianificare al meglio le attività di manutenzione, è necessario che il giunto sia fisicamente etichettato in modo che la sua identificazione in impianto sia chiara e agevole.

È vantaggioso assegnare ai giunti flangiati sia etichette permanenti che temporanee.

4.3.1 Etichette permanenti

Lo scopo dell'etichetta permanente, laddove applicabile, è quello di identificare in modo univoco un giunto per tutto il suo ciclo di vita, consentendo di registrare tutte le attività e i dati relativi a quel giunto. Le targhette permanenti devono essere fissate in modo sicuro al giunto e non possono contenere altri dati oltre all'identificativo univoco del giunto (Figura 6). Nella scelta della targhetta permanente, occorre tenere conto del metodo di fissaggio, della temperatura della flangia, del materiale della targhetta e del dispositivo di sicurezza, della permanenza delle marcature della targhetta e della possibilità di evitare punti di corrosione dovuti a metalli simili o a ristagni d'acqua.



Figura 6

4.3.2 Etichette temporanee

Lo scopo dell'etichetta temporanea è quello di identificare il giunto durante le attività di manutenzione e di indicare lo stato del giunto durante le varie fasi del lavoro. La targhetta contiene normalmente il numero identificativo univoco del giunto; può inoltre contenere una piccola quantità di informazioni, come il metodo e la data di serraggio.

Un metodo comune è quello di utilizzare etichette a strappo in cui lo stato è indicato dal colore delle porzioni rimanenti sull'etichetta (Figura 7):



Figura 7

Generalmente l'etichetta intera viene installata all'inizio del periodo di fermata impianti. Ad ogni fase di lavoro il referente della società responsabile dell'intervento staccherà la sezione corrispondente dell'etichetta e la consegnerà al supervisore delle flange management, il quale potrà controllare lo stato avanzamento dei lavori, affrontare tempestivamente eventuali anomalie e aggiornare in tempo reale i dati del database.

Al termine degli interventi soltanto la sezione principale dell'etichetta rimarrà fissata sul giunto a testimonianza che tutte le fasi di lavoro sono state effettivamente eseguite e controllate.

In caso di anomalie che dovessero verificarsi in fase di avviamento o durante il normale esercizio dell'impianto, vi sarà sempre la possibilità di individuare come, quando e da chi è stata eseguita ogni fase, definendo più facilmente criticità e azioni migliorative.

4.4 Riesame dei giunti e aggiornamento del database

Durante le operazioni di cartellinatura di cui al punto precedente, è di fondamentale importanza verificare che le informazioni relative ai giunti flangiati contenute nel database corrispondano alle effettive condizioni di ritrovamento dei giunti in impianto. Preferibilmente mediante l'uso di un tablet si segnaleranno tutte le difformità e le anomalie riscontrate in fase di sopralluogo.

4.5 Pianificazione degli interventi di manutenzione

Completato il riesame delle informazioni, si procederà a pianificare gli interventi di manutenzione che, per ciascun giunto, possono essere raggruppati nelle seguenti fasi:

- disassiemaggio;
- ispezione dei componenti;
- assiemaggio;
- serraggio del giunto;
- verifica finale.

Ciascuna delle fasi succitate verrà eseguita da una ditta qualificata, il cui personale sarà stato precedentemente formato e istruito.

Verranno emesse delle istruzioni operative, condivise con tutti gli interessati al progetto, che disciplineranno le modalità di esecuzione delle attività.

Dovrà essere nominato un supervisore delle attività, il cui compito sarà quello di coordinare gli interventi di manutenzione durante il periodo di fermata, con l'obiettivo di controllare lo stato avanzamento dei lavori e assicurare il corretto svolgimento degli interventi in accordo alle istruzioni operative.

4.6 Emissione delle schede di manutenzione del giunto

Prima dell'inizio dei lavori, per ogni singolo giunto verrà emessa la scheda di manutenzione che, oltre a contenere i dati identificativi e caratteristici del giunto (impianto, linea, item, disegno, flange, guarnizione, tiranteria, etc.), fornirà tutte le informazioni necessarie ad eseguire gli interventi manutentivi, in accordo alle istruzioni operative, e conterrà delle check-list di riscontro per ciascuna fase del progetto (vedi esempio Figura 8).

Joint Identification:	
Plant name: _____	Equipment/Dwg. no.: _____
Joint description/number: _____	
Joint Description:	
Diameter: _____	Pressure rating: _____
Gasket type and materials: _____	
Gasket size (O.D., I.D., and thickness): _____	
Bolt/nut specification: _____	Bolt size: _____ Bolt length: _____
Washer description: _____	
Assembly Description:	
Disassembly procedure required? Yes / No	Keep failed gasket? Yes / No
Assembly method to be used: _____	
Target assembly bolt stress: _____	
Torque or tension setting required: _____	
Assembly re-torque required? Yes / No	Re-torque torque value: _____
Lubricant to be used: _____	
Other special instructions: _____	
Tool Identification:	
List tool and pump (if applicable) unique calibration identifiers: _____	

Joint Assembly Sign-Off:	
(1) Disassembled flange inspected	Joint Assembly Parameter Records:
(2) Gasket inspected pre-install	
(3) Bolt pre-install (free-running)	
By: _____ Sign: _____	Nut/washer bearing surface condition: _____
(4) Joint alignment	Flange finish and flatness: _____
By: _____ Sign: _____	Max. radial defect: _____ Defect depth: _____
(5) Bolts lubricated	Max. run-out: _____ Max. warp: _____
By: _____ Sign: _____	Joint alignment: _____
(6) Joint snug tightened	Max. axial gap: _____
By: _____ Sign: _____	Max. alignment load: _____
(7) Joint 100% assembled	Joint in-process alignment:
By: _____ Sign: _____	Max. gap difference @ snug: _____
(8) Joint leak tested	Max. gap difference @ tight: _____
By: _____ Sign: _____	Final pump pressure used: _____
(9) Final QC sign-off	Joint leak test:
Sign: _____ Date: _____	Test pressure: _____ Leak: Yes / No
	Action taken if leaked: _____
Notes/Problems:	

Return completed record to _____ (Name)	

Figura 8

4.7 Manutenzione dei giunti

Durante la fermata dell'impianto, si eseguiranno gli interventi manutentivi precedentemente pianificati. Ciascuna fase della manutenzione del giunto, eseguita dalla ditta incaricata dell'intervento, dovrà essere registrata nella scheda di manutenzione e dovrà essere notificata al supervisore, che si occuperà di aggiornare in tempo reale il database.

Le etichette temporanee a strappo forniranno un valido aiuto nell'individuazione in impianto dei giunti e nella comunicazione puntuale al supervisore dello stato di avanzamento dei lavori.

Le attività minime che dovranno essere eseguite sono di seguito elencate suddivise per fasi.

4.7.1 Disassiemaggio

Prima di smontare qualsiasi giunto, è essenziale che sia assicurato, dal personale responsabile dell'impianto, che tutta la pressione, inclusa quella data dal battente liquido, sia stata rimossa dal sistema e che le corrette procedure per garantire che tutti i giunti possano essere aperti in sicurezza siano state seguite.

Un numero sufficiente di dadi allentati deve essere lasciato in posizione fino a che tutta la tensione è stata rilasciata, per proteggere da cadute di componenti, tubazioni dotate di molle o altri movimenti imprevisti. A causa della possibile presenza di liquido residuo lungo la tubazione con qualsiasi pressione non scaricata, i primi tiranti da allentare devono essere in una posizione che diriga qualsiasi rilascio di pressione lontano dal manutentore. Di solito, per giunti con piano verticale, questa zona sarà alla sommità del giunto e poi ai piedi per drenare il liquido.

L'adozione di una procedura di smontaggio del giunto è consigliata per giunti aventi le seguenti caratteristiche:

- (a) flange più grandi di DN600 (NPS 24");
- (b) flange con spessore maggiore di 125 mm;
- (c) tiranti con diametro M45 (1¾ in.) e superiore.

4.7.2 Ispezione dei componenti

A valle dello smontaggio del giunto, dopo aver accuratamente pulito tutti i componenti, occorre almeno verificare che:

- le sedi di tenuta delle guarnizioni sulle flange non presentino danneggiamenti (la valutazione dei difetti viene normalmente eseguita secondo le indicazioni delle fig. D-3 e D-4 della ASME PCC-1, Figure 9 e 10) e abbiano la finitura superficiale richiesta in funzione della tipologia di guarnizione installata;

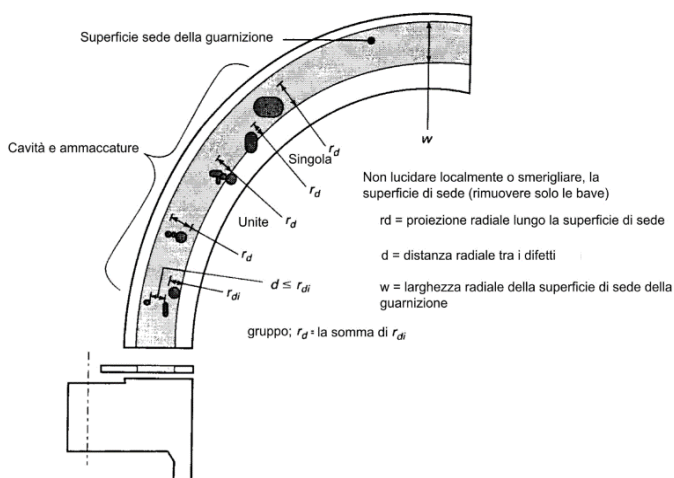


Figura 9

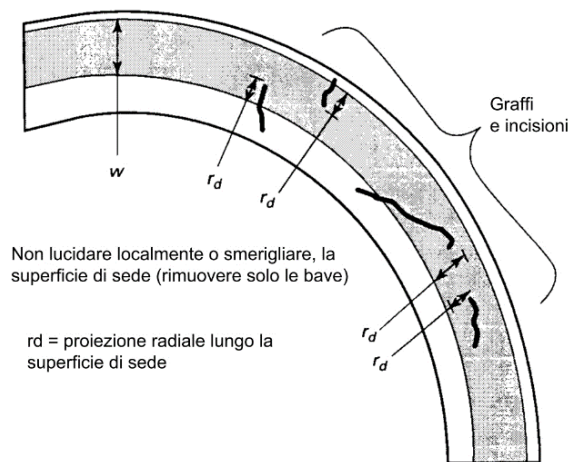


Figura 10

- le superfici della flangia che andranno a contatto con i dadi siano regolari ed esenti da difetti causati da precedenti serraggi;
- la quantità, le dimensioni (diametro e lunghezza) e i materiali della tiranteria siano in accordo alla specifica di linea o al disegno se si tratta di apparecchiature;
- le aste e i dadi siano puliti, sgrassati, asciutti, non presentino ammaccature, strappi e corrosioni profonde;
- i dadi ruotino liberamente sui tiranti (la filettatura sia regolare e senza asimmetrie dovute a precedenti carichi eccessivi);
- la guarnizione sia quella prevista a specifica, o a disegno se si tratta di apparecchiature. - le guarnizioni siano pulite e prive di danneggiamenti.

4.7.3 Assiemaggio

Spesso sottovalutata, è probabilmente la fase più importante e delicata della manutenzione del giunto.

L'addestramento e la formazione del personale addetto all'assemblaggio dei giunti dovrebbero essere svolti in accordo all'Appendice A della norma ASME PCC-1-2022. Anche la norma UNI EN 1591-4:2013 fornisce indicazioni sulla "qualificazione delle competenze del personale per il montaggio delle connessioni bullonate nei sistemi pressurizzati in servizio critico".

I componenti devono essere assemblati in accordo alle istruzioni operative e al metodo di serraggio da utilizzare.

Durante l'assiemaggio del giunto occorre almeno verificare che:

- il giunto flangiato sia correttamente allineato (Figura 11);

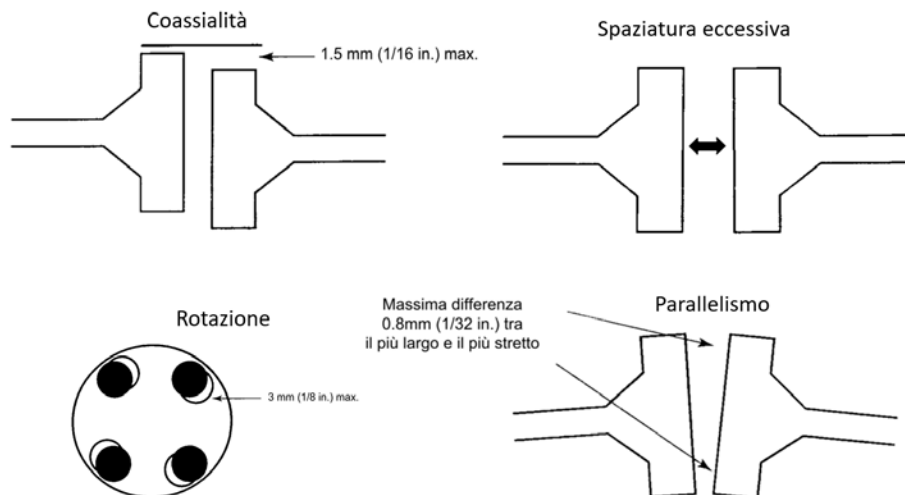


Figura 11

- la porzione di tirante su cui verrà montato il dado sia adeguatamente lubrificata;
- i dadi siano lubrificati sia sui filetti che sulle facce che andranno a contatto con la flangia;

- i tiranti siano posizionati correttamente nella flangia, avendo cura che la sporgenza della filettatura consenta l'utilizzo delle attrezzature di serraggio, soprattutto nel caso di serraggio con tensionatori idraulici;
- siano installate le washer, se previste;
- la guarnizione sia centrata e mantenuta in posizione senza impiegare grasso e altre paste che interessino l'elemento di tenuta e la sede di contatto della flangia; è ammesso l'uso di leganti spray in film sottile.

4.7.4 Serraggio

Si procederà al serraggio secondo le istruzioni riportate nella scheda di manutenzione del giunto, in cui saranno almeno indicati:

- la modalità di serraggio
 - a) a coppia controllata con chiavi torsionometriche manuali, pneumatiche, idrauliche o elettriche (a batteria);
 - b) a carico controllato con tensionatori idraulici;
- i valori del carico di serraggio, della tensione residua e, nel caso di serraggio con chiavi torsionometriche, della coppia di serraggio;
- la sequenza di applicazione;
- l'eventuale controllo dell'allungamento delle aste filettate.

Per garantire l'affidabilità delle operazioni, è importante che le attrezzature di serraggio soddisfino le specifiche richieste e siano sottoposte a manutenzione e taratura almeno ogni anno o più spesso se le circostanze lo richiedono.

4.7.5 Verifica finale

L'ultima fase del programma di manutenzione dei giunti è l'ispezione visiva in impianto. Occorre verificare che non vi siano anomalie, dimenticanze, inosservanze o imprevisti che possano inficiare, o addirittura vanificare, il risultato degli interventi eseguiti.

Si dovrà prestare particolare attenzione che la bulloneria sia stata installata correttamente e sia adeguatamente lubrificata, che l'allineamento del giunto sia all'interno delle tolleranze richieste, che la guarnizione, ove visibile, sia centrata. Inoltre, a campione, è utile verificare la congruità dei materiali di dadi e tiranti con le specifiche di linea.

4.8 Aggiornamento database ed emissione report

Al termine delle attività di manutenzione, verrà redatto un report contenente l'elenco dei giunti movimentati e le relative schede di manutenzione debitamente compilate.

Il report costituirà un importante documento per la verifica e l'analisi di eventuali anomalie (trafilamenti o perdite) che dovessero verificarsi durante le fasi di avviamento o il normale esercizio dell'impianto.

Sulla base delle informazioni disponibili, si potranno definire e pianificare azioni correttive e migliorative, sia tecniche che organizzative, al fine di un miglioramento continuo dell'affidabilità dei giunti.

5. Software per il “flange management”

Per migliorare e semplificare l'implementazione di un piano di gestione dei giunti flangiati imbullonati con interposta guarnizione negli impianti chimici e petrolchimici, sono disponibili sul mercato dei software specialistici, che grazie al sempre maggior ricorso a strumentazione digitale (es. sistema di etichettatura con codice QR, connessione bluetooth delle attrezzature di serraggio, dispositivi mobili ATEX per l'aggiornamento in tempo reale dei dati), consentono una gestione accurata, puntuale e oggettiva di tutte le fasi del servizio.

6. Conclusioni

I programmi, i processi e le procedure di un piano di gestione dei giunti flangiati imbullonati sono fondamentali per il funzionamento sicuro e affidabile di impianti chimici e petrolchimici.

Il piano di gestione dei giunti potrà essere implementato e, soprattutto, efficacemente mantenuto soltanto se vi è un forte coinvolgimento da parte di tutti coloro che prendono parte al processo: utilizzatori, appaltatori, ispettori. Senza la convinta collaborazione di tutti gli attori, qualunque piano è destinato al fallimento.

7. Bibliografia

[1] Energy Institute. Guidelines for the management of the integrity of bolted joints for pressurised systems. IP Publication, June 2007, Second edition.

[2] ASME PCC-1-2022 Guidelines for Pressure Boundary Bolted Flange Joint Assembly.

[3] UNI EN 1591-4: 2013 Flange e loro giunzioni - Parte 4: Qualificazione delle competenze del personale per il montaggio delle connessioni bullonate nei sistemi pressurizzati in servizio critico.

[4] Best practises of a joint integrity program. Neil Ferguson, Inspectioneering Journal, 2014.

Analisi di rischio per LNG carrier in area portuale con il supporto di metodologie avanzate: approccio combinato fluidodinamica computazionale (CFD) e analisi termostrutturale (FEM)

G. Romano, A. Romano, A. Mormile

¹ Romano Safety Management S.t.P.

Abstract

L'utilizzo di GNL (Gas Naturale Liquefatto) nello scenario energetico nazionale ed internazionale è notevolmente incrementato a causa delle criticità legate all'approvvigionamento di gas naturale dalla Russia. In particolare, l'utilizzo di FSRU (Floating Regassification Storage Unit) e di unità navali di rifornimento LNGC (Liquified Natural Gas Carrier) sono attualmente una delle soluzioni adottate dai vari governi nazionali nell'immediato e nei prossimi anni. L'articolo propone l'illustrazione di una analisi di rischio della fase di bunkeraggio, ed in particolare dell'operazione "ship to ship" con trasferimento del GNL tra le due unità navali. Lo scenario incidentale, seppur remoto, è stato valutato tenendo conto della particolare tecnologia utilizzata per il trasferimento di GNL e tenendo conto delle precauzioni tecniche e gestionali tipicamente previste per questo tipo di operazioni. La geometria influenza notevolmente il potenziale scenario di perdita di GNL a mare tra le due unità navali: per questo motivo è stato ricostruito un accurato modello 3D in grado di schematizzare nella successiva fase di modellazione l'andamento sia dell'evaporazione di GNL che dello scenario di incendio. Particolare attenzione viene posta ai criteri e alle modalità di simulazione dello scenario incidentale di incendio di GNL, condotta con il supporto della fluidodinamica computazionale (CFD). Successivamente gli esiti della simulazione di incendio sono integrati con modello agli elementi finiti (FEM) per valutare la risposta strutturale dello scafo sotto l'azione del carico termico generato dallo scenario di incendio più conservativo.

Keywords: GNL, Analisi di rischio, FEM, Seveso, CFD, Sicurezza.

1 Introduzione

Lo scopo dello studio condotto è quello di presentare un approccio integrato e quantitativo per accoppiare gli scenari derivanti dall'Analisi di Rischio svolta con metodologie tradizionali con una corretta valutazione del fenomeno incidentale indagato in modo specifico con la CFD per quanto concerne gli aspetti termici e successivamente con un modello FEM per gli aspetti strutturali.

Suddetto approccio permette di utilizzare i dati di output derivanti dall'ARI come dati di input per le analisi CFD e in maniera analoga i dati output derivanti dalla CFD come dati di input per le analisi FEM.

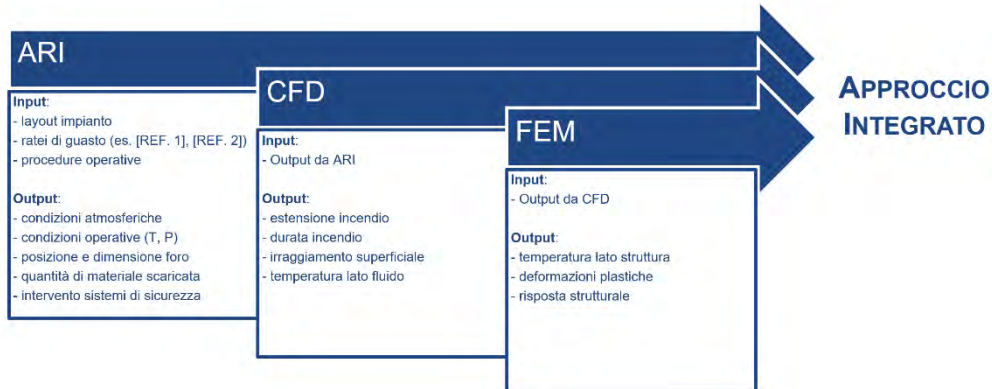


Figura 1. Schematizzazione dell'approccio integrato tra analisi di rischio tradizionale e metodi di simulazione avanzati

Al fine di costituire un modello tridimensionale funzionale alle simulazioni CFD e FEM e utile all'individuazione delle parti costituenti la FSRU, è stato sviluppato un modello della FSRU e del contesto nel quale questa si inserisce.

Il modello è stato realizzato mediante l'utilizzo di software di modellazione 3D free form (Rhino®, MOI 3D®) e BIM (Revit®) a partire dai disegni 2D, piante sezioni e prospetti di progetto della FSRU e dalle planimetrie e sezioni a disposizione della banchina. Inoltre, alcuni elementi sono stati realizzati a partire da altri modelli tridimensionali a disposizione, riadattati alle caratteristiche del presente impianto. Inoltre, sono state replicate fedelmente le strutture primarie e secondarie dello scafo, i materiali e gli spessori tra lo scafo e il serbatoio GNL preso a riferimento per la modellazione. Nel seguito si riporta la ricostruzione in 3D del progetto nella sua interezza.



Figura 2. Ricostruzione 3D della FSRU e della nave metaniera

Lo scenario analizzato consiste in una rottura parziale (random) con perdita da foro pari al 20% n. 1 manichetta flessibile DN14 di trasferimento LNG tra le due navi durante le operazioni di travaso di GNL tra la FSRU (ormeggiata in banchina) e la nave metaniera (operazioni cosiddette "ship to ship") con conseguente rilascio di GNL a mare, nel corridoio tra le due navi, considerando l'attivazione da remoto del sistema ESD (fermata delle pompe cargo stop e chiusura valvole ESD per entrambe le navi). Tale scenario comporta innanzitutto la formazione di una pozza di GNL liquido sulla superficie del mare; successivamente la nube di vapore che si forma sulla quota parte di liquido subisce un passaggio rapido di fase che ne favorisce la diluizione in aria e quindi la dispersione.

In funzione della tipologia di innesco (immediato o ritardato) possono configurarsi i seguenti scenari potenziali: in caso di innesco ritardato, il riscaldamento del prodotto a contatto con la superficie del mare comporta l'evaporazione del GNL e la successiva formazione di una nuvola in condizioni di infiammabilità che potrebbe dar luogo al fenomeno di flash fire; nell'ipotesi di innesco immediato, l'incendio che ne deriva si configura come un pool fire localizzato nel corridoio tra le due navi che è stato successivamente sottoposto ad un'indagine strutturale dello scafo della nave (e del serbatoio LNG) sottoposto all'azione termica dell'incendio per valutare possibili danni strutturali tali da comprometterne l'integrità mediante analisi FEM.

Le simulazioni FEM hanno tenuto conto di due tipologie di carichi: carichi permanenti (meccanici), dovuti alle pressioni che agiscono sulla struttura (pressione interna del GNL e pressione esterna dell'acqua e carichi da incendio (termico) che impongono una variazione di temperatura sulla superficie esterna del mantello esterno della FSRU.

Complessivamente sono state condotte un totale di 11 simulazioni, comprensive anche di analisi di ventilazione e di simulazioni di dispersione ed esplosione. Nel prosieguo della trattazione verranno trattati esclusivamente i casi di incendio che sono stati utilizzati per lo sviluppo dell'approccio integrato tra ARI, CFD e FEM.

2 Studio di fluidodinamica computazionale (CFD) con simulazione del rilascio di GNL durante le operazioni ship to ship e caratterizzazione degli scenari di incendio

Per le simulazioni è stato utilizzato il codice di calcolo FLACS[®] (FLame ACceleration Simulator) [REF. 3], sviluppato e distribuito dalla società GEXCON.

Il software FLACS è riconosciuto a livello mondiale ed è ampiamente utilizzato nel settore industriale, accademico e della investigazione post incidentale: si citano ad esempio gli incidenti della piattaforma petrolifera Piper Alpha (Mare del Nord, 1988), del deposito di petrolio di Buncefield (Inghilterra, 2005) e della piattaforma di perforazione Deepwater Horizon (2010) [REF. 4].

Ulteriori referenze di letteratura disponibili sono Università di Bergen (Norvegia) [REF. 5], HSE UK [REF. 6] e altre fonti ([REF. 7], [REF. 8], [REF. 9] e [REF. 10])

Per ognuna delle simulazioni CFD condotte è stato necessario condurre tre operazioni preliminari:

- 1) generazione della griglia di calcolo e della porosità;
- 2) definizione delle condizioni atmosferiche;
- 3) definizione del termine sorgente e conseguente evaporazione del GNL.

2.1 Griglia di calcolo e porosità

Il dominio complessivo delle simulazioni è di 665m x 230m x100m, per un totale di 335.120 celle suddivise in un dominio ristretto (core domain) aventi celle di dimensione compresa tra 0,5 e 1m e in un dominio allargato (total domain) caratterizzato da un fattore di stiramento (stretch factor) del 15% circa.

Flacs Geometry Calculator (FGC) è il software utilizzato per il calcolo delle porosità di area e di volume.

Una delle caratteristiche chiave che distingue FLACS-CFD dalla maggior parte dei codici CFD commerciali è l'uso del concetto di porosità distribuita per rappresentare geometrie complesse su mesh computazionali relativamente grossolane. Con questo approccio, gli oggetti e le pareti di grandi dimensioni (grandi rispetto ai volumi di controllo identificati mediante la griglia di calcolo) sono rappresentati sulla griglia, mentre gli oggetti più piccoli vengono tradotti in porosità equivalente, dove il campo di porosità rappresenta la congestione locale e il confinamento. Ciò consente agli oggetti più piccoli di contribuire come resistenza al flusso e generazione di turbolenza.

L'immagine seguente mostra la geometria della FSRU e della nave metaniera a quota $z = 1\text{ m}$ dal livello del mare e la traduzione della stessa in porosità di volume (superfici viola) e di area (linee rosa).

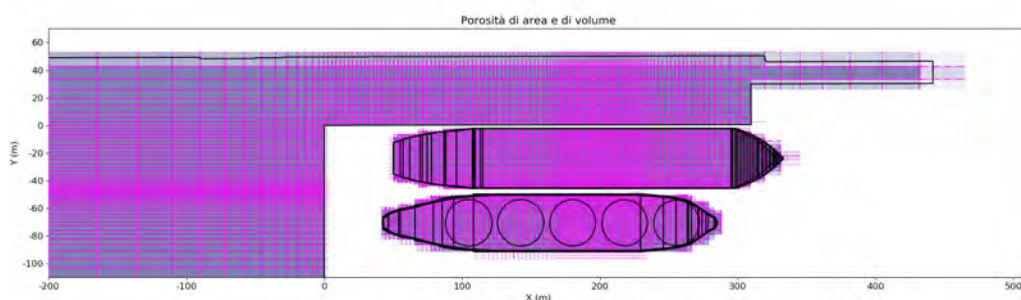


Figura 3. Rappresentazione della geometria con indicazione delle porosità di volume e di area

2.2 Condizioni atmosferiche

Sulla base di quanto definito al paragrafo 4.2 dell'Allegato C al D.L. 26 giugno 2015, n. 105, le velocità del vento assunte per le simulazioni sono pari a 2 m/s e 5m/s ad una quota di 10m.

Per quanto riguarda la caratterizzazione della direzione del vento, invece, è stata utilizzata la rosa dei venti riferita all'anno 2021 per la centralina di Livorno (Fonte: sito della Rete Mareografica Nazionale RMN del Servizio Mareografico Nazionale dell'ISPRA) da cui è stato possibile individuare la direzione Nord-Est come direzione prevalente del vento.

2.3 Termine sorgente ed evaporazione della pozza di GNL

Lo scenario oggetto delle simulazioni prevede la rottura parziale del tratto di tubazione flessibile tra le due navi e successivo rilascio di GNL a mare. L'origine del rilascio è stata posta in corrispondenza della zona in cui sono presenti le manichette di carico, approssimativamente a metà della lunghezza della FSRU.

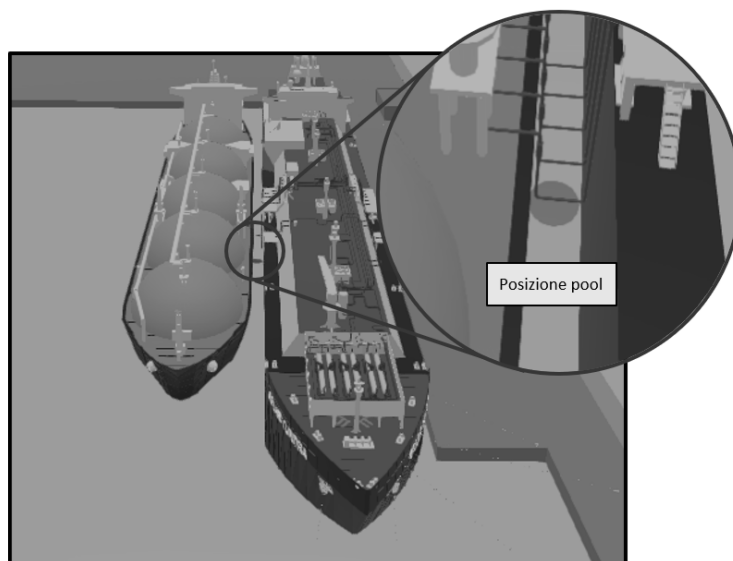


Figura 4. Dettaglio del punto di rilascio

La composizione del GNL utilizzata per i calcoli è quella specifica di ingresso al terminale. Il quantitativo complessivo di GNL considerato per la simulazione CFD è pari a circa 6000 kg, calcolato come somma della portata di scarico dell'ipotesi di rottura parziale (40 kg/s) per una durata di 150 secondi sommato all'hold up del tratto flessibile di 1 manichetta (800 kg di GNL).

Nella simulazione proposta all'interno del presente studio non sono considerati interventi di mitigazione come raffreddamento/soffocamento/spegnimento nelle fasi di evaporazione e incendio.

Come si evince dall'andamento della massa di GNL evaporato in funzione del tempo, la durata complessiva del fenomeno di evaporazione è di circa tre minuti e mezzo:

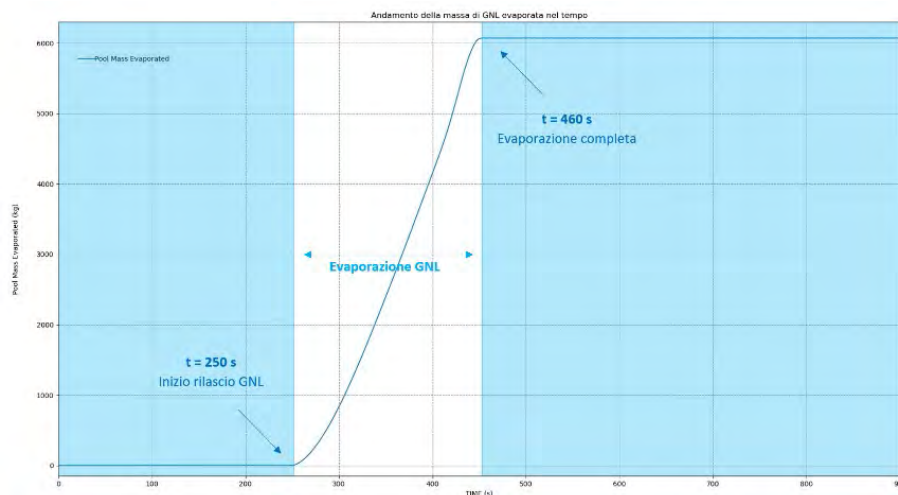


Figura 5. Andamento della massa di GNL evaporata nel tempo

Complessivamente, la persistenza della nube in condizioni di infiammabilità fino alla completa dissoluzione in assenza di innesco ha una durata di 7 min 30 s.

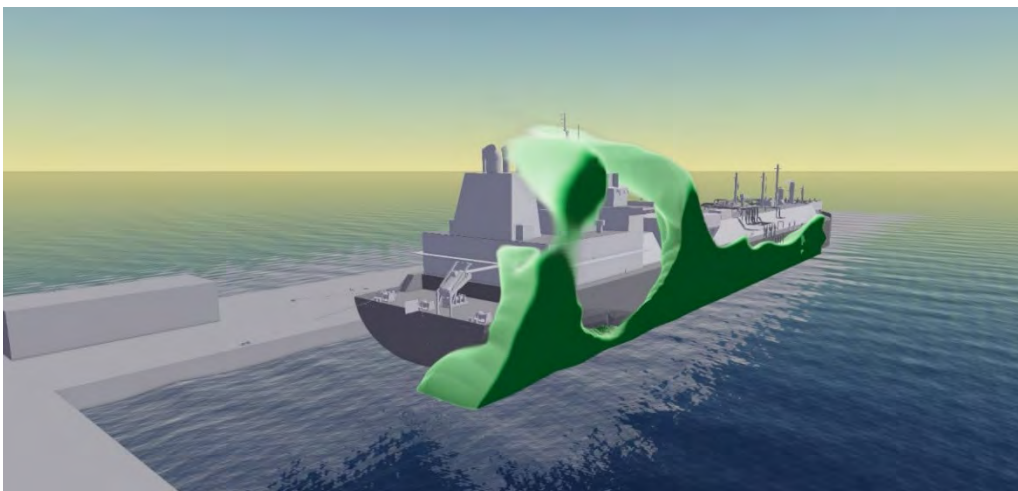


Figura 6. Rappresentazione della nube in condizioni di infiammabilità (**la LNGC è stata volutamente occultata per permettere la vista del gas intrappolato nel corridoio tra le due navi**)

2.4 Incendio della nube infiammabile

Al fine di fornire una valutazione approfondita di tutte le possibili casistiche di innesco della nube infiammabile di cui al capitolo precedente, sono state svolte due diverse simulazioni per ogni classe atmosferica:

- **Innesco immediato:** volendo massimizzare la durata del fenomeno e il conseguente impatto strutturale, si è scelto di innescare la nube non appena la concentrazione di GNL all'interno di una qualsiasi cella della griglia entra nel campo di infiammabilità.
- **Innesco ritardato:** volendo massimizzare il carico termico e il picco di sovrappressione potenzialmente sviluppabile, si è scelto di innescare la nube in

corrispondenza dell'istante temporale in cui si ha il massimo volume di gas nel campo di infiammabilità.

In entrambi i casi il modello utilizzato per il calcolo dell'evaporazione della pozza include il contributo dall'irraggiamento della fiamma.

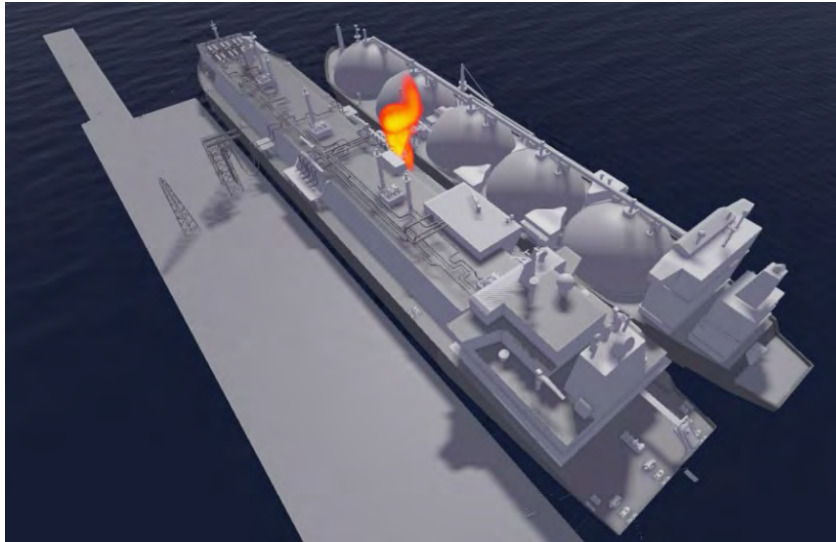


Figura 7. Rappresentazione di uno scenario di incendio con innesco immediato

Il caso di innesco immediato risulta di maggior interesse ai fini dell'approccio integrato in quanto è quello che massimizza il carico termico sulla fiancata e di conseguenza quello utilizzato per le analisi FEM. La regione potenzialmente infiammabile è stata assunta pari al volume di simulazione stesso (665m x 230m x 100m).

In tutte le simulazioni di tipo "fire", le temperature di fiamma medie si attestano intorno a 2.100 °C, mentre le durate vanno dai 15 secondi (innesco ritardato) agli oltre 3 minuti (innesco immediato), con altezze di fiamma massime di circa 100 metri.

Nella figura successiva sono mostrati gli involuppi su tutto il dominio dei valori di irraggiamento termico in corrispondenza delle soglie 3, 5, 7, 12,5 e 37,5 kW/m², in analogia ai criteri di rappresentazione richiesti dal DM 9 maggio 2001. Nello specifico, si è scelto di rappresentare i risultati di una simulazione con innesco immediato in quanto trattasi della simulazione utilizzata per ottenere i valori di input per la successiva analisi FEM.

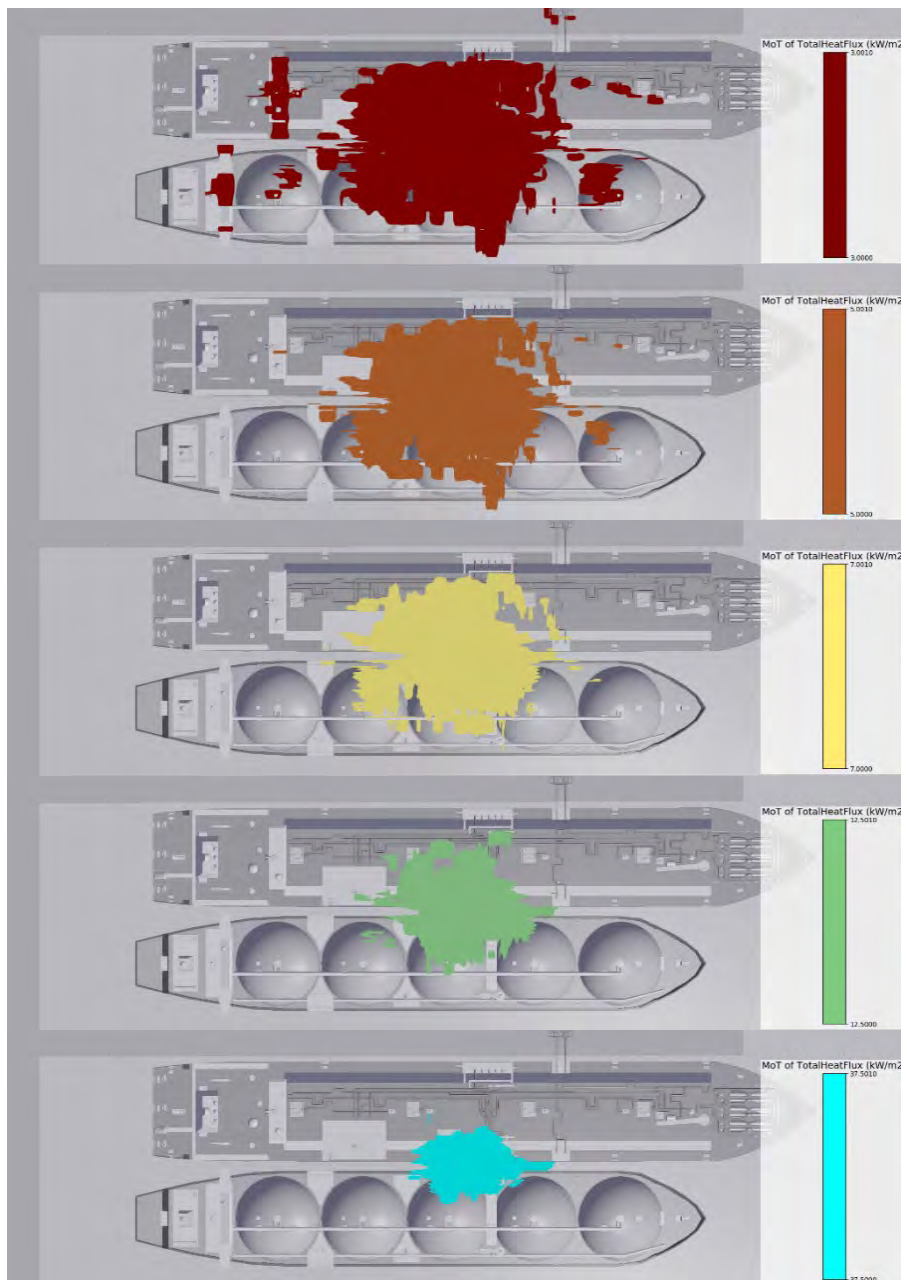


Figura 8. Soglie di irraggiamento per pool fire con innesco immediato e classe di stabilità atmosferica 5D

3 Modellazione agli elementi finiti (FEM) per la valutazione della risposta strutturale dello scafo ai carichi generati dagli scenari di incendio

3.1 Integrazione dei risultati FLACS (CFD) nel modello ad elementi finiti (FEM)

LS-DYNA® è un codice ad elementi finiti (FEM) largamente utilizzato per le simulazioni strutturali. Storicamente LS-DYNA® nasce per fare simulazioni di esplosioni; quindi, ha la capacità intrinseca di simulare fenomeni in cui si verificano grandi deformazioni a seguito di onde d'urto o grandi variazioni di temperatura che si verificano in tempi brevi, rendendolo il software più adatto nella simulazione di fenomeni di collasso a seguito di incendi.

Per poter integrare l'analisi termica CFD con l'analisi strutturale FEM si è fatto riferimento all'approccio proposto in [REF. 11], consistente nella definizione di una Temperatura Adiabatica di Superficie (AST) relativa alle temperature della superficie esposta della fiancata della nave. Tale approccio si basa sulla risoluzione dei bilanci di energia lato fluido mediante CFD e lato struttura mediante FEM, come sintetizzato nel seguente sistema di equazioni:

$$\begin{cases} \dot{q}_{net,CFD}'' = \varepsilon \cdot (\dot{q}_{inc}'' - \sigma \cdot T_{AST}^4) + h \cdot (T_g - T_{AST}) = 0 & (1) \\ \dot{q}_{net,FE}'' = \varepsilon \cdot (\sigma \cdot T_{g,eff}^4 - \sigma \cdot T_s^4) + h \cdot (T_{g,eff} - T_s) & (2) \end{cases}$$

In particolare, facendo riferimento all'espressione (1) e considerando i parametri e le variabili risolventi disponibili in un calcolo FLACS[®], ε è un dato di input (emissivity), σ è una costante universale (Stefan-Boltzmann constant), \dot{q}_{inc}'' (incident radiative heat flux), h (convective heat transfer coefficient) e T_g (gas temperature) sono variabili risolventi disponibili come output ai monitor points: attraverso una serie di punti di monitoraggio (MP), è possibile ricavare in FLACS[®] l'andamento temporale puntuale delle variabili termiche di interesse (\dot{q}_{inc}'' , h , T_g). Una volta nota T_{AST} per ogni MP e per ogni istante temporale, è possibile sostituirla a $T_{g,eff}$ in (2) e porre $\dot{q}_{net,FE}'' = 0$ in modo da ricavare la temperatura superficiale dello scafo della nave.

Al fine di ricavare T_{AST} , nel modello FLACS è stata definita una griglia di 406 punti di monitoraggio dei risultati in corrispondenza del tratto di fiancata investito dalla fiamma, all'altezza dei serbatoi di GNL. I MPs sono arrangiati a circa 2m di distanza gli uni dagli altri secondo una griglia rettangolare composta da 14 righe e 21 colonne. Il pattern di MPs è illustrato nelle figure seguenti.

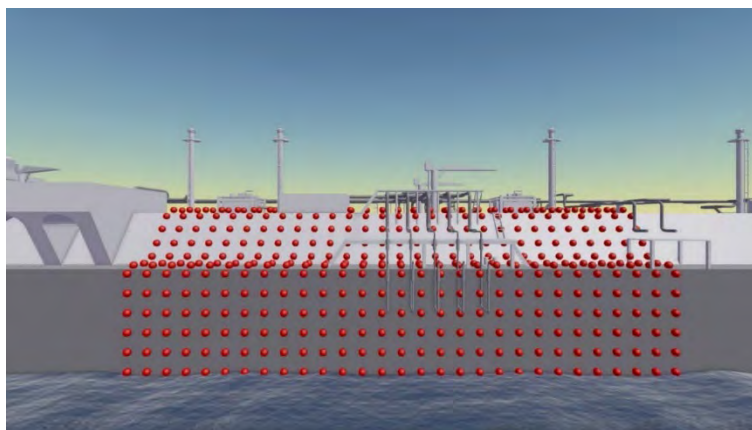


Figura 9. Dettaglio dei monitor points per l'estrazione dei dati da FLACS[®]

3.2 Materiali utilizzati nella simulazione termo-meccanica

Dal punto di vista meccanico, il materiale considerato per la realizzazione del modello dell'imbarcazione è identificato dalla sigla S235 e rappresenta un acciaio strutturale del tipo MILD STEEL GRADE "A" avente una tensione di snervamento pari a 235 Mpa. Dal punto di vista termico, è possibile considerare un materiale metallico, e quindi anche il materiale in questione, come isotropo (le caratteristiche sono uguali in tutte

le direzioni). In LS-DYNA il modello di materiale adatto a simulare il comportamento di un materiale come questo è il *MAT_THERMAL_ISOTROPIC (*MAT_T01). Stante quanto sopra, tra le centinaia di modelli di materiale presenti in LS-DYNA, tenuto conto del tipo di simulazione da effettuare, si è scelto di utilizzare il *MAT_ELASTIC_PLASTIC_THERMAL (*MAT_004) essendo il miglior modello matematico di materiale in grado di simulare il comportamento elasto-plastico (tipico dei materiali metallici) al variare della temperatura. Questo modello necessita dei seguenti dati di input, che sono stati forniti in funzione della temperatura: modulo di Young, coefficiente di Poisson, densità, coefficiente di dilatazione termica, tensione di snervamento e modulo tangente.

3.3 *Analisi termo-meccanica per la simulazione di incendio*

Per poter studiare il fenomeno in questione, è stato realizzato un modello 3D del troncone di nave su cui insiste l'incendio di cui alla precedente analisi CFD. A tale scopo sono state imposte delle condizioni al contorno meccaniche (vincoli) per fare in modo che il modello tenga conto del fatto che il troncone da noi utilizzato per le analisi è collegato al resto della struttura della FSRU che anch'esso si dilata.

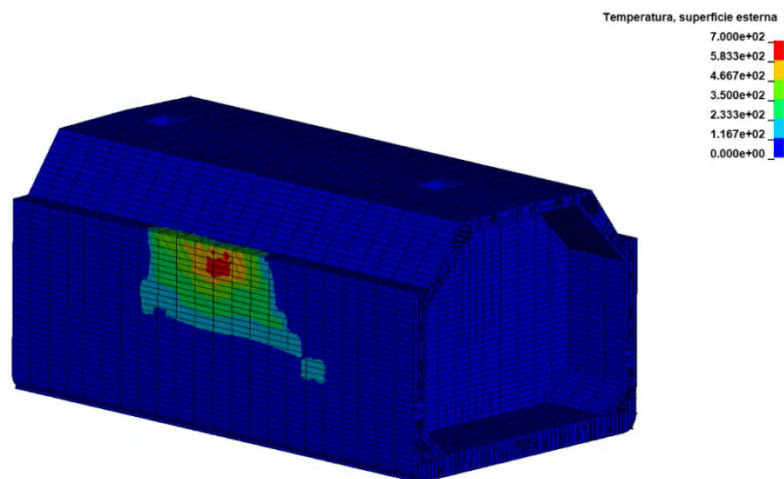


Figura 10. Ricostruzione 3D del troncone di scafo della FSRU

Per quanto riguarda le condizioni al contorno termiche, è necessario ricordare che la metaniera è circondata da due "ambienti":

- La superficie esterna superiore della nave è immersa nell'aria; quest'ultima, ad una distanza sufficiente dall'evento, ha una data temperatura (nel calcolo 20°C), quindi per convezione potrà scambiare calore con la struttura.
- La superficie esterna bassa della nave sarà immersa in acqua: esattamente come per l'aria, questa potrà scambiare calore con la nave.

Entrambe le superfici sono state definite attraverso il *SET_SEGMENT, presenti all'interno del codice di calcolo LS-DYNA® ed utili per definire superfici nel modello. Per tenere conto di questi due effetti, si sono imposte due condizioni al contorno ci

convezione (*BOUNDARY_CONVECTION_SET) con i rispettivi coefficienti di scambio termico. Sono stati inoltre considerati i seguenti carichi esterni:

- Carichi permanenti (meccanici), dovuti alla gravità ed alle pressioni che agiscono sulla struttura (pressione interna del metano e pressione esterna sullo scafo dell'acqua); queste forze sono tra loro auto equilibrate, ma impongono alla struttura uno stato tensionale "statico" e permanente.
- Carico da incendio che impone una variazione di temperatura sulla superficie esterna del mantello esterno della metaniera.

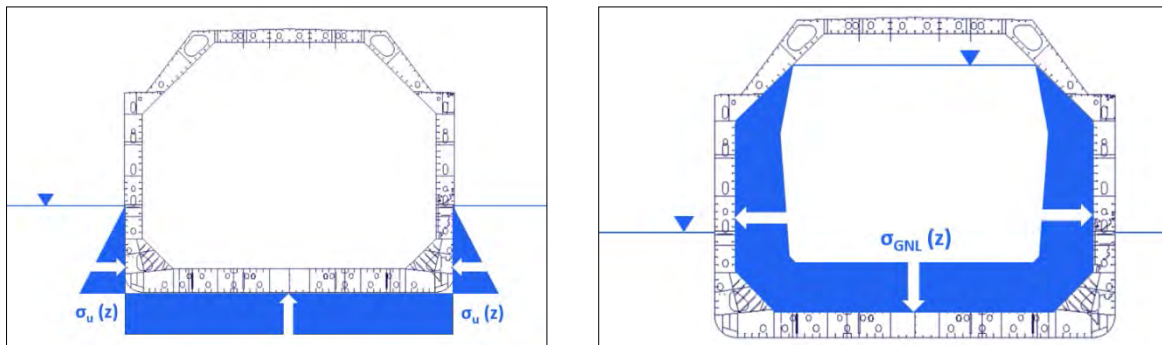


Figura 11. Rappresentazione dei carichi permanenti esterno (acqua) e interno (GNL)

Le pareti dello scafo, soggette ad una pressione con andamento in alcuni casi lineare e in altri costante, sono state divise in diversi settori per ognuno dei quali l'andamento delle pressioni viene considerato costante e calcolato come valore medio fra il minimo e il massimo della zona considerata. La pressione risultante è stata applicata sullo scafo definendo in LS-DYNA® dei *SET_SEGMENT. In questo modo il codice applica il valore di pressione costante ortogonale alla superficie.

I carichi esterni dovuti all'incendio sono stati inseriti come temperatura imposta derivante dall'analisi precedente fatta con FLACS®, così come ampiamente discusso nei capitoli precedenti. Per le analisi sono stati considerati 2 scenari di calcolo: effetto dei carichi termici, senza i carichi permanenti, ed effetto dei carichi termici considerando anche i carichi permanenti.

3.4 Scenario con soli carichi termici

Considerando l'effetto dei soli carichi termici si ottiene che la superficie esterna e quella interna del mantello esterno hanno temperature leggermente diverse. Ciò è dovuto al fatto che il fenomeno analizzato è transitorio e l'incendio si sposta durante il fenomeno riscaldando zone diverse della metaniera; il tempo in cui insiste su una zona non è sufficiente a portare l'intero spessore della lamiera alla stessa temperatura. Inoltre, il tempo di azione dell'incendio non è sufficiente a riscaldare in maniera sensibile la superficie interna del mantello interno della metaniera stessa.

In merito alle deformazioni plastiche, i risultati ottenuti evidenziano che il mantello interno non subisce alcuna deformazione plastica, mentre quello esterno ha una

deformazione plastica sempre inferiore al 5%. La deformazione plastica al termine del fenomeno è l'involuppo della storia temporale del fenomeno; quindi, è una fotografia dello stato della struttura al termine dell'incendio.

Il materiale di cui è composta la metaniera ha un valore di rottura al 25% di deformazione plastica a temperatura ambiente, mentre si attesta a valori più alti al crescere della temperatura; quindi, è possibile affermare che la struttura è molto lontana da valori critici di rottura. Si nota inoltre che la deformazione plastica avviene nel momento in cui si ha il passaggio dell'incendio e che non varia successivamente.

3.5 Scenario con carichi termici e carichi permanenti

In questo scenario si è voluto considerare la sovrapposizione dei carichi termici con quelli permanenti. Poiché i carichi permanenti non hanno effetto sulla distribuzione di temperatura, quest'ultima rimarrà invariata rispetto allo scenario relativo ai soli carichi termici. L'immagine successiva mostra che anche in questo caso la deformazione plastica rimane sempre al di sotto del 5% e che non si notano sostanziali differenze nella distribuzione di deformazioni plastiche, questo perché i carichi permanenti non portano la struttura ad uno stato tale da deformare plasticamente e l'introduzione del carico termico non comporta un accoppiamento degli sforzi. In conclusione, la sommatoria dei carichi non porta la struttura ad essere critica.

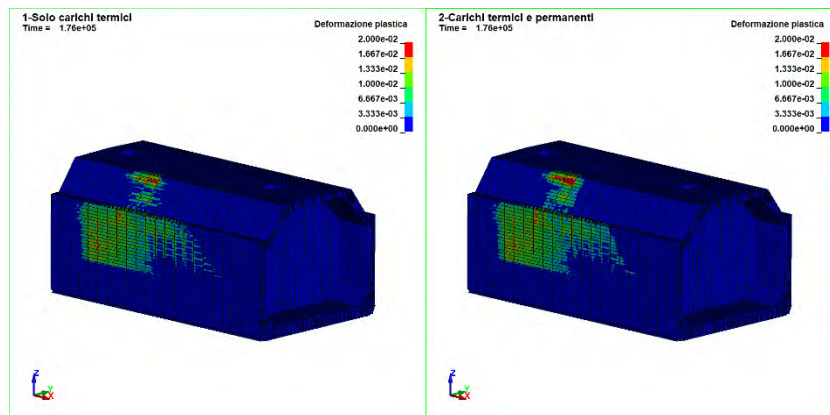


Figura 12. Confronto deformazioni plastiche della simulazione con soli carichi termici (sinistra) e di quella con carichi permanenti compresi (destra)

4 Conclusioni

Lo scopo dello studio condotto è quello di presentare un approccio integrato e quantitativo per accoppiare gli scenari derivanti dall'Analisi di Rischio svolta con metodologie tradizionali con una corretta valutazione del fenomeno incidentale indagato in modo specifico con la CFD per quanto concerne gli aspetti termici e successivamente con un modello FEM per gli aspetti strutturali. Attraverso le tecniche dell'analisi di rischio tradizionale sono state identificate le condizioni operative e il conseguente termine sorgente: la rottura parziale (random) con perdita di GNL da

foro pari al 20% di n. 1 manichetta flessibile DN14 di travaso LNG tra la FSRU (ormeggiata in banchina) e la LNGC (operazioni cosiddette "ship to ship") con conseguente rilascio di GNL a mare, nel corridoio tra le due navi, considerando l'attivazione da remoto del sistema di emergenza. Tale scenario ha comportato innanzitutto la formazione di una pozza di GNL liquido sulla superficie del mare; successivamente la pozza subisce un passaggio rapido di fase da liquido a gassoso che ne favorisce la diluizione in aria e quindi la dispersione.

Al fine di massimizzare il carico termico sulla fiancata da sottoporre alle successive analisi FEM è stato ipotizzato un innesco immediato della pozza di GNL, il cui incendio si configura come un pool fire localizzato nel corridoio tra le due navi.

Per le simulazioni di suddetto scenario è stato utilizzato il codice di calcolo FLACS® (FLame ACceleration Simulator) sviluppato e distribuito dalla società GEXCON. Gli output termici ottenuti con le simulazioni CFD sono stati rimaneggiati secondo l'approccio proposto in [REF. 11] al fine di ricavare una temperatura adiabatica superficiale che potesse essere utilizzata come input per l'analisi strutturale mediante modello FEM, allo scopo di valutare la possibilità di danni strutturali tali da compromettere l'integrità dello scafo della FSRU, che si porta intorno ai 700°C.

Per le simulazioni strutturali si è fatto affidamento al software LS-DYNA®, un codice ad elementi finiti largamente utilizzato per le simulazioni strutturali.

Le simulazioni FEM hanno tenuto conto sia dei carichi permanenti (meccanici) dovuti alla gravità e alle pressioni che agiscono sulla struttura (pressione interna del metano e pressione esterna sullo scafo dell'acqua, sia del carico da incendio (termico) che impone una variazione di temperatura sulla superficie esterna del mantello esterno della FSRU. Il parametro di riferimento identificato per la valutazione dei risultati è stato la deformazione plastica, il cui valore si è attestato intorno al 3% (il valore limite è del 25% circa) e pertanto ha dimostrato che in nessun caso il mantello esterno della FSRU raggiunge uno stato di sollecitazione tale da portare al collasso la struttura stessa.

Da questo studio sono emerse quindi tutte le potenzialità di un approccio integrato all'analisi di rischio, che attraverso l'utilizzo di software specifici, altamente avanzati e in grado di dare un concreto supporto alla progettazione, permette di valutare le conseguenze di un evento incidentale in maniera quantitativa e caso-specifica.

Bibliografia

- [REF. 1] TNO (2005), Purple book: Guideline for quantitative risk assessment.
- [REF. 2] OREDA participant (2009), Offshore Reliability Data Handbook, 5th Edition.
- [REF. 3] GEXCON (2022), FLACS-CFD v22.1r2 User's Manual.
- [REF. 4] BRITISH PETROLEUM (2010), Deepwater Horizon Accident Investigation Report, Executive Summary.
- [REF. 5] UNIVERSITY OF BERGEN (2014), Department of Physics and Technology, Bergen Norway, Interpretation of geometrical effects in consequence modelling. Comparison study between the commercial consequence assessment tools FLACS and PHAST for flammable gas dispersion.
- [REF. 6] Health and Executive Laboratory for Health and Safety Executive (2010), Review of FLACS version 9.0, Dispersion modelling capabilities, Research Report RR779.
- [REF. 7] S.B. (2000) Turbulent Flows, Cambridge University Press.
- [REF. 8] Franke, J., Hellsten, A., Schlünzen, H. and Carissimo, B. (2007) Best practice guideline for the CFD simulation of flows in the urban environment, COST Action 732: Quality Assurance and Improvement of Microscale Meteorological Models.
- [REF. 9] Hissong D.W., (2007) Keys to modeling LNG spills on water, ExxonMobil Upstream Research Company, Houston, TX, USA.
- [REF. 10] Hightower M. et al., (2004) Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.
- [REF. 11] R.K. Janardhan, S. Shaki, W. Lu, S. Hostikka, J. Puttonen: "Coupled CFD-FE analysis of a long-span truss beam exposed to spreading fires", Engineering Structures, 25 March 2022

Applicazione di una metodologia di analisi dei rischi ad un modello di economia circolare finalizzato alla produzione di poliidrossialcanoati

R. Lauri¹, E. Incocciati², F. Valentino³, B. Pietrangeli¹

¹Inail - Dit

²Inail - Consulenza Tecnica per la Salute e la Sicurezza Centrale

³Università Ca' Foscari Venezia – Dip. di Scienze Ambientali, Informatica e Statistica

Abstract

Il presente articolo propone l'applicazione della tecnica di analisi Hazop alla valutazione dei rischi dei processi industriali. Questa metodologia si basa su una procedura strutturata, che consente di migliorare la sicurezza e l'efficienza di un dato processo produttivo, esaminando le possibili deviazioni dai relativi intenti progettuali dei parametri operativi relativi ad uno specifico "nodo" (componente dell'impianto sotto esame), al fine di individuare opportuni interventi correttivi attraverso l'implementazione di misure di prevenzione e protezione. La novità del lavoro è rappresentata dall'applicazione della suddetta tecnica ad un impianto pilota finalizzato all'attuazione di un modello di economia circolare, basato sull'utilizzo della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (Forsu) e di fanghi di depurazione per produrre biopolimeri biodegradabili (poliidrossialcanoati), che vengono principalmente impiegati nel packaging e in ambito alimentare.

Keywords: economia circolare, analisi Hazop, deviazioni, sicurezza.

1. Introduzione

Essendo la maggior parte delle materie plastiche sintetiche non degradabili naturalmente e considerando l'ingente utilizzo, la questione del loro smaltimento alla fine del ciclo di vita rappresenta un enorme problema sotto i profili ambientale e socioeconomico. Inoltre, le plastiche derivate dal petrolio, rappresentano una risorsa non rinnovabile e quindi in costante diminuzione nel tempo. Per tali motivazioni, in molti Paesi è stata avviata la ricerca di nuovi materiali, le "bioplastiche", che sostituissero le materie plastiche sintetiche più utilizzate e che fossero anche biodegradabili. I poliidrossialcanoati (PHA) rappresentano una classe di poliesteri termoplastici molto ampia, che comprende più di 100 polimeri, ottenuti da diversi monomeri di partenza. Attualmente la produzione di PHA da rifiuti industriali, quali la Forsu (frazione organica dei rifiuti solidi urbani), e da fanghi di depurazione degli scarti delle lavorazioni agroindustriali, riveste un ruolo strategico per la produzione di manufatti ecosostenibili attraverso modelli di economia circolare [7]. Inoltre, la

maggior consapevolezza ambientale e la legislazione europea sul divieto dell'impiego di prodotti di plastica monouso (EU-PDD, 2019) determineranno un rapido aumento della richiesta dei PHA, il cui mercato globale dovrebbe raggiungere i 167 milioni di dollari entro il 2027, con un tasso di crescita annuale (CAGR) del 15,3%, rispetto agli 81 milioni di dollari del 2022 [4]. Partendo da questo scenario, la presente memoria è stata focalizzata sull'applicazione della tecnica di analisi Hazop (Hazard and Operability), che viene usata per la valutazione dei rischi dei processi industriali. Questa metodologia si basa su una procedura strutturata, la quale consente di migliorare la sicurezza e l'efficienza di un dato processo produttivo, esaminando le possibili deviazioni, dai relativi intenti progettuali, dei parametri operativi relativi ad uno specifico "nodo" (componente dell'impianto sotto esame), al fine di individuare opportuni interventi correttivi attraverso l'implementazione di adeguate misure di prevenzione e protezione. L'elemento maggiormente innovativo del lavoro svolto è rappresentato dall'applicazione della suddetta tecnica ad un impianto pilota, situato a Treviso, e, più specificamente, al nodo del processo rappresentato dal reattore di fermentazione. In quanto progettato e realizzato all'interno di un'unità di trattamento delle acque reflue del comune di Treviso, l'impianto è finalizzato all'attuazione di un modello di economia circolare, basato sull'utilizzo della Forsu e di fanghi di depurazione per produrre PHA. Basandosi sui risultati dell'analisi Hazop, è stato disegnato, mediante uno specifico software (M4 P&ID FX), un P&ID (Piping and Instrumentation Diagram), che costituisce lo step progettuale di partenza per la realizzazione su scala reale del nodo esaminato.

2. Materiali e metodi

La metodologia Hazop ha elevatissime potenzialità di analisi. Ciò è dovuto principalmente al fatto che si tratta di un'analisi di rischio funzionale e non di sistema e quindi può essere applicata in modo molto efficace anche nella fase preliminare del progetto (fase concettuale) e può adattarsi lungo il suo sviluppo o la sua evoluzione, guidando le scelte progettuali in termini di sicurezza e affidabilità oltre che di operabilità di impianto o di processo [6]. Inoltre, il metodo Hazop è utilissimo anche su impianti esistenti. Infatti, esso è in grado, partendo dai disegni (P&ID) del processo, qualunque sia il loro livello di dettaglio, di analizzare in modo sistematico ed esaustivo le eventuali lacune in termini di sicurezza e affidabilità [3]. L'obiettivo di tale analisi è quello di identificare le potenziali conseguenze delle deviazioni, dalle intenzioni progettuali, dei parametri operativi (pressione, temperatura, portata, etc.) riferiti ad uno specifico "nodo" (reattore, scambiatore di calore, etc.). A partire dalle conseguenze evidenziate, è quindi possibile individuare le più opportune misure in grado di migliorare la sicurezza e l'efficienza del processo industriale. La procedura di analisi Hazop si attua attraverso i seguenti step [5]:

- 1) individuazione dei nodi, che rappresentano i componenti elementari del processo;
- 2) dichiarazione delle intenzioni progettuali dei parametri operativi del nodo da esaminare;

- 3) individuazione delle parole guida (maggiore, minore, etc.) da applicare ai parametri di esercizio selezionati;
- 4) ricerca delle deviazioni dalle normali condizioni di funzionamento;
- 5) individuazione delle possibili cause, che potrebbero generare le deviazioni;
- 6) individuazione e valutazione delle conseguenze causate dalle deviazioni;
- 7) identificazione di eventuali misure di prevenzione e protezione, aggiuntive rispetto a quelle già previste.

La metodologia Hazop è basata sull'utilizzo di due strumenti:

- la matrice delle deviazioni rilevanti (tabella 1), la quale combina le parole guida (guidewords) con i parametri operativi individuati;
- il foglio di lavoro (tabella 2), che evidenzia i risultati dell'analisi effettuata.

	Componente di impianto (nodo)
Parole guida	Parametri operativi

Tabella 1. Matrice delle deviazioni rilevanti

Parametro operativo	Componente di impianto (nodo)			
	causa	conseguenza	Contromisure esistenti	Contromisure proposte
Deviazione 1				
Deviazione 2				
Deviazione n				

Tabella 2. Foglio di lavoro dell'analisi Hazop

3. Il caso studio: l'impianto pilota di Treviso

L'impianto pilota, dedicato alla produzione di PHA, si trova all'interno dell'area dell'impianto di trattamento delle acque reflue di Treviso. Il suddetto impianto fu esaminato dagli autori nell'ambito del progetto europeo "Res Urbis" per valutare i potenziali pericoli per la salute e sicurezza degli operatori. La materia prima, utilizzata per produrre il biopolimero biodegradabile, è composta da una miscela dei fanghi attivi, derivanti dal trattamento delle suddette acque, e della frazione liquida della Forsu, proveniente dalla raccolta "porta a porta" dei rifiuti urbani del comune di Treviso. Lo schema del processo è riportato in Figura 1, mentre in Figura 2 viene mostrato il reattore di fermentazione (fermentatore), che è stato oggetto dell'analisi Hazop, in quanto vi si riscontrano le maggiori criticità dal punto di vista della sicurezza degli operatori.

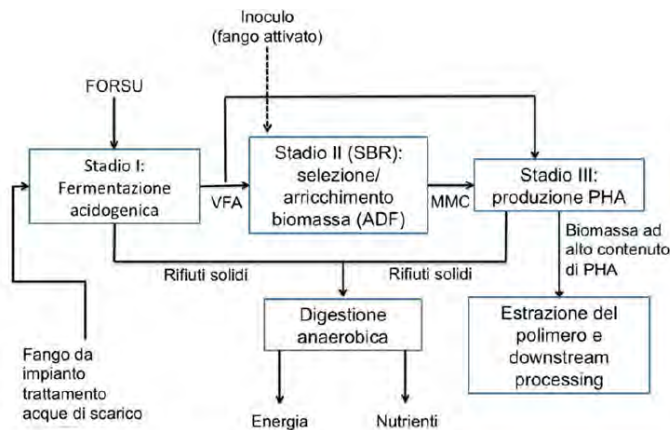


Figura 1. Fasi del processo di produzione di PHA Figura 2. Reattore di fermentazione

Tempo di residenza idraulico (giorni)	Finestra di lavoro (giorni)	Materie prime in ingresso (v/v %)	T (°C)
5-6	140-420	Fanghi (30%)-Forsu (70%)	37

Tabella 3. Parametri operativi del fermentatore

Infatti, al suo interno si forma una miscela gassosa, contenente sostanze infiammabili, quali il metano (CH_4), l'idrogeno (H_2) e l'acido solfidrico (H_2S), il quale può risultare anche letale se inalato. Il rilascio accidentale di tale miscela nell'ambiente esterno potrebbe generare uno scenario potenzialmente pericoloso per la salute e sicurezza dei lavoratori, costituito dalla formazione di un'atmosfera potenzialmente esplosiva. Il fermentatore è un reattore agitato, incamiciato e provvisto di sistema di termostatazione per la regolazione della sua temperatura di esercizio [1], ed ha il compito di massimizzare la produzione di acidi grassi volatili (VFA), che svolgono un ruolo chiave nella generazione di PHA. Un'apposita caldaia regola il livello termico dell'acqua, circolante in camicia, e quindi la temperatura, a cui avviene la fermentazione. Il suddetto reattore è equipaggiato con una guardia idraulica per contrastare l'insorgere di sovrappressioni. L'analisi Hazop è stata effettuata, considerando le condizioni operative (tabella 3), che consentono di ottenere la massima resa del biopolimero biodegradabile [2].

4. Risultati e discussione

Nelle successive tabelle 4 e 5 si riportano, rispettivamente, i principali parametri (portata dei reagenti, temperatura, pressione, etc.) operativi del reattore di fermentazione, presi in considerazione dall'analisi Hazop, ed i risultati, a cui si è giunti. In particolar modo, la matrice delle deviazioni rilevanti consente di evidenziare le correlazioni esistenti (contrassegnate da una lettera X nella casella) tra le parole guida e le grandezze, che rivestono una maggiore rilevanza per l'esercizio del fermentatore. Gli acronimi HRT, TVS/TS e $\text{COD}_{\text{VFA}}/\text{COD}_{\text{SOL}}$ indicano, rispettivamente, il tempo di

residenza idraulico, il rapporto tra i solidi volatili e quelli totali, ed il rapporto tra acidi grassi volatili e carbonio solubile, entrambi espressi come domanda chimica di ossigeno.

Parole guida	Parametri						
	Portata della miscela reagente	Temperatura	Pressione	HRT	TVS/TS	COD _{VFA} /COD _{SOL}	Composizione della miscela fermentata (fase gassosa)
maggiore	X	X	X	X	X	X	
nessun/minore	X	X	X	X	X	X	
inversa	X						
maggiore concentrazione di CO ₂							X
minore concentrazione di CO ₂							X
maggiore concentrazione di CH ₄							X
minore concentrazione di CH ₄							X
maggiore concentrazione di H ₂							X
minore concentrazione di H ₂							X
maggiore concentrazione di H ₂ S							X
minore concentrazione di H ₂ S							X
maggiore concentrazione di VFA							X
minore concentrazione di VFA							X

Tabella 4. Matrice delle deviazioni rilevanti (fermentatore)

Considerando il fatto che la fermentazione acidogenica genera gas infiammabili (H₂, CH₄ ed H₂S), la cui concentrazione volumetrica viene attualmente misurata mediante analisi gascromatografiche, durante l'applicazione della metodologia Hazop è stata evidenziata, nelle azioni proposte al fine di incrementare il livello di sicurezza dell'impianto su scala industriale, sia la necessità di utilizzare rilevatori di gas che di ridondare tali sensori per garantire un monitoraggio continuo anche in presenza di eventuali guasti. Tra gli interventi proposti per evitare il discostamento dei parametri operativi del fermentatore dalle condizioni ottimali, individuate per massimizzare la produzione di VFA, fondamentale per incrementare la resa di PHA, vanno annoverati l'impiego di specifici sensori per il monitoraggio di grandezze, quali la portata dei reagenti, la temperatura (T) e la pressione di esercizio del reattore, e la loro ridondanza. Ciò consente un controllo più stringente e puntuale del processo e quindi anche un conseguente miglioramento della sua efficienza e sicurezza. Infatti, il flusso massico di Forsu e fanghi e la temperatura influenzano fortemente la concentrazione dei gas prodotti dalla fermentazione. Nelle prove sperimentali, condotte sull'impianto

pilota, è stata riscontrata, nella miscela gassosa prodotta, una concentrazione di CO₂ (gas inerte) sempre superiore all'80% e ciò rende la fermentazione meno pericolosa, in quanto si verifica un incremento del limite inferiore di infiammabilità (LFL) della miscela. Un'altra misura individuata dall'analisi Hazop, per rendere più sicuro l'esercizio del reattore di fermentazione, consiste nella sostituzione della guardia idraulica con valvole di sicurezza, le quali consentono di ridurre in tempi molto più brevi la sovrappressione.

Nodo esaminato: reattore di fermentazione				
deviazione	causa	conseguenza	Contromisure esistenti	Contromisure proposte
Portata della miscela dei reagenti				
Maggiore	-guasto della valvola IE1 -guasto della pompa E7	- decremento di HRT	- ispezione visiva -manutenzione periodica di IE1 e E7 (controllo del sistema di tenuta della pompa) - controllo delle impostazioni di IE1 e E7	-Installare un trasmettitore di livello (LT/LIC) - ridondanza dei trasmettitori
Nessuna/minore	-guasto della valvola IE1 -guasto della pompa E7	- incremento di HRT	- stesse indicazioni della casella sovrastante	- stesse indicazioni della casella sovrastante
Inversa	-guasto della valvola IE1 -guasto della pompa E7 -mancanza della valvola di non ritorno	-riduzione della portata in ingresso al fermentatore -danni a IE1 e E7		- installare una valvola di non ritorno in uscita dalla pompa per garantire flusso unidirezionale
Temperatura (fermentazione mesofila)				
Minore (T<37°C)	- riduzione della portata di acqua circolante in camicia (guasto della pompa E9 o della valvola IE5) -decremento della T dell'acqua	-riduzione della concentrazione e dei VFA	- ispezione visiva -manutenzione periodica di IE5 e E9 -manutenzione periodica dell'agitatore del fermentatore	-installare un trasmettitore di temperatura (TT/TIC) - ridondanza dei trasmettitori -motore dell'agitatore

	<p>circolante in camicia (guasto della caldaia);</p> <ul style="list-style-type: none"> - guasto del sensore di T <p>-ridotta agitazione della miscela (guasto all'agitatore)</p>			<p>dotato di alimentazione elettrica preferenziale</p>
<p>Maggiore (T > 37°C)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - aumento della portata di acqua circolante in camicia (guasto della pompa E9 o della valvola IE5) -incremento della T dell'acqua circolante in camicia (guasto della caldaia); - guasto del sensore di T 	<ul style="list-style-type: none"> -alterazione incontrollabile della concentrazione e dei VFA (ipertermofilia) - ridotta sostenibilità economica del processo -decremento del LFL della miscela -aumento della concentrazione e di H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> - ispezione visiva -manutenzione periodica di IE5 e E9 -manutenzione periodica dell'agitatore del fermentatore 	<ul style="list-style-type: none"> -installare un trasmettitore di temperatura (TT/TIC) - ridondanza dei trasmettitori -monitoraggio delle concentrazioni dei gas infiammabili
Pressione				
<p>Minore (p < 20 mbar)</p>	<ul style="list-style-type: none"> -variazione della composizione della miscela in ingresso -variazione della T 	<ul style="list-style-type: none"> -possibile formazione di un'atmosfera esplosiva (l'assenza di sovrappression e potrebbe consentire l'ingresso di O₂ nel reattore) 	<ul style="list-style-type: none"> - controllo della concentrazione della miscela gassosa 	<ul style="list-style-type: none"> -installare un trasmettitore di pressione (impostare le soglie di allarme); - ridondanza dei trasmettitori
<p>Maggiore (p > 20 mbar)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - occlusione della linea di 		<ul style="list-style-type: none"> - guardia idraulica - controllo della concentrazione 	<ul style="list-style-type: none"> -installare un trasmettitore di pressione

	evacuazione del gas		della miscela gassosa	(impostare delle soglie di allarme); - ridondanza dei trasmettitori; - installare valvole di sicurezza (VS); - ridondanza delle VS
HRT (tempo di residenza del substrato)				
Minore (<5,5 giorni)	-guasto di E7 -guasto di IE1	- inibizione del processo di fermentazione; - alterazione della composizione della miscela -riduzione della concentrazione e di VFA	- controllo periodico e manutenzione dei timer che regolano l'esercizio della pompa	- installare un DCS per regolare in modo automatico l'accensione e lo spegnimento della pompa e il grado di apertura della valvola (trasmettitore di livello)
Maggiore (> 5,5 giorni)	-guasto di E7 -guasto di IE1 -guasto del timer della pompa E7	- alterazione della composizione della miscela		-stesse indicazioni della casella sovrastante
TVS/TS				
Minore (< 82%)	- variazione della composizione della miscela entrante nel fermentatore	- riduzione della produzione di VFA - minore resa di PHA		- installare un pH-metro; - ridondanza dei pH-metri
Maggiore (> 82%)	- variazione della composizione della miscela entrante nel fermentatore	- incontrollata variazione della composizione della miscela dovuta al decremento		- installare un pH-metro; - ridondanza dei pH-metri - installare un serbatoio di stoccaggio ed

		del pH e ad un eccesso della concentrazion e di TVS con possibile incremento della produzione di VFA		una pompa dedicata per regolare il pH ¹
COD_{VFA}/COD_{SOL}				
Minore (<100%)	-composizione chimica della matrice - alto contenuto di proteine nella miscela Forsu/fanghi	- incompleta fermentazione - decremento nella produzione di VFA (minore resa di PHA) -eccessiva produzione di acido lattico, etanolo e altri substrati organici		-misura periodica del COD solubile; -misura periodica dei VFA
Maggiore (>100%)	- condizione non ammissibile			
Composizione della miscela fermentata (fase gassosa)				
Maggiore concentrazione di CO ₂	- T di esercizio; - percentuale di Forsu e fanghi nella miscela.	- incremento del LFL (esercizio più sicuro del fermentatore)		- installare sensori per misurare la concentrazione dei gas; -ridondanza dei sensori; - impostare le soglie di allarme basso ed alto (limiti di infiammabilità)

¹ Il pH può essere regolato attraverso l'alimentazione di reagenti o del digestato anaerobico, che consentono di controllare l'alcalinità

Minore concentrazione di CO ₂	- T di esercizio; - percentuale di Forsu e fanghi nella miscela	- decremento del LFL (esercizio meno sicuro del fermentatore)		- stesse indicazioni della casella sovrastante
Maggiore concentrazione di CH ₄	- T di esercizio; - percentuale di Forsu e fanghi nella miscela	- incremento del LFL		- stesse indicazioni della casella sovrastante
Minore concentrazione di CH ₄	- T di esercizio; - percentuale di Forsu e fanghi nella miscela	- decremento del LFL		- stesse indicazioni della casella sovrastante
Maggiore concentrazione di H ₂	- T di esercizio; - percentuale di Forsu e fanghi nella miscela	- decremento del LFL		- stesse indicazioni della casella sovrastante
Minore concentrazione di H ₂	- T di esercizio; - percentuale di Forsu e fanghi nella miscela	- incremento del LFL		- stesse indicazioni della casella sovrastante
Maggiore concentrazione di H ₂ S ²	-T di esercizio; - percentuale di Forsu e fanghi nella miscela	- maggiore pericolosità dovuta alla tossicità del gas		- stesse indicazioni della casella sovrastante
Minore concentrazione di H ₂ S	- T di esercizio; - percentuale di Forsu e fanghi nella miscela	- minore pericolosità		- stesse indicazioni della casella sovrastante

Tabella 5. Risultati dell'analisi Hazop

Gli interventi, caratterizzati dall'introduzione di un'apposita sensoristica e delle relative soglie di allarme per il controllo dei parametri di funzionamento del fermentatore, sono riportati in figura 3, che rappresenta il P&ID (disegnato con il software M4 P&ID FX), il quale costituisce lo step preliminare per la progettazione del reattore su scala reale.

² Il gas è presente in concentrazioni estremamente basse (inferiori a 0,4% v/v).

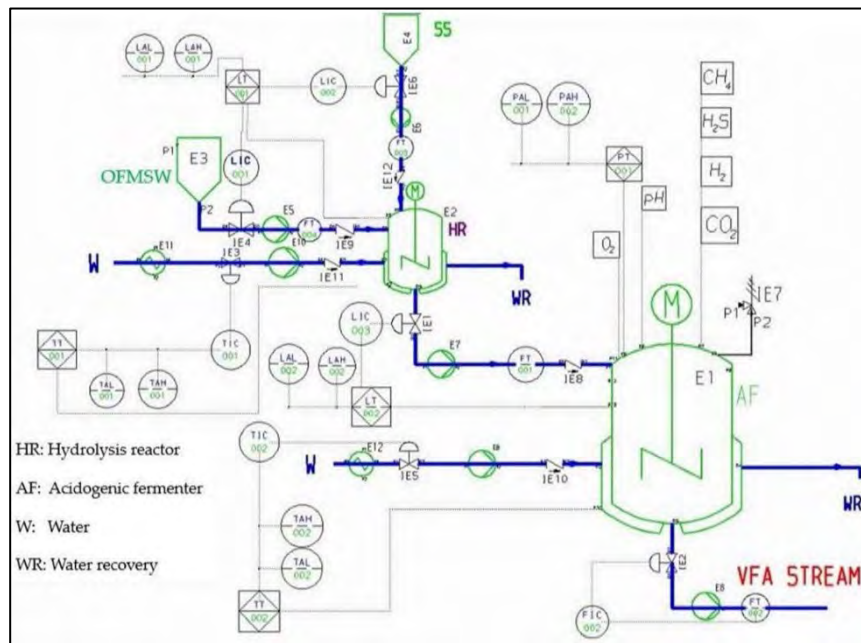


Figura 3. P&ID

5. Conclusioni

Rispetto ai processi chimici tradizionali, nel settore dei bioprocessi, come quello relativo alla produzione di PHA da Forsu, ad oggi si registrano pochi studi focalizzati sugli aspetti di salute e sicurezza. L'Hazop è uno strumento molto utile per migliorare la sicurezza e l'efficienza dei processi industriali, poiché consente di individuare specifici interventi correttivi, in grado di evitare o limitare le deviazioni dei parametri operativi dalle intenzioni di progetto e, quindi, di ridurre le possibili conseguenze. Tali deviazioni potrebbero generare scenari (rilasci di composti tossici o infiammabili, esposizione ad agenti biologici, etc.) potenzialmente pericolosi per la salute e sicurezza dei lavoratori e pertanto, in molti casi, si rende necessario implementare le misure di prevenzione e protezione. Se applicata alla fase della progettazione preliminare di un impianto o della transizione da impianto pilota a impianto full-scale, la metodologia Hazop consente di effettuare un'analisi estremamente dettagliata del processo produttivo in esame, permettendo di acquisirne una profonda conoscenza, indispensabile per l'individuazione dei pericoli e per la mitigazione dei rischi.

Bibliografia

- [1] Nguemna Tayou L, Lauri R, Incocciati E, Pietrangeli B, Majone M, Micolucci F, Gottardo M, Valentino F. Acidogenic fermentation of food waste and sewage sludge mixture: effect of operating parameters on process performance and safety aspects. *Proc. Safety and Environ. Prot.* 2022; 163: 158-166.
- [2] Valentino F, Moretto G, Lorini L, Bolzonella D, Pavan P, Majone M. Pilot-Scale polyhydroxyalkanoate production from combined treatment of organic fraction of

municipal solid waste and sewage sludge. *Ind. and Eng. Chem. Res.* 2019; 58: 12149–12158.

[3] Lauri R, Incocciati E, Pietrangeli B, Nguemna L, Valentino F, Gottardo M, Majone M. Hazop analysis of a bioprocess for polyhydroxyalkanoate (PHA) production from organic waste: Part A. *Ferment.* 2023; 9: 99-112.

[4] Disponibile su: <https://www.marketsandmarkets.com/PressReleases/pha.asp>.

[5] Dunj3 J, Fthenakis V, V3lchez J A, Arnaldos J. Hazard and operability (HAZOP) analysis. A literature review. *Journ. of Haz. Mat.* 2010;173: 19-32.

[6] Angel M, Herrera D O, Severino A, Carlos A, Monte E, Lemes B. A structural approach to the Hazard and operability technique in the biopharmaceutical industry. *Journ. of Loss Prev. in the Proc. Ind.* 2015; 35: 1–11.

[7] Pietrangeli B, Lauri R, Davolos D, Incocciati E, Lorini L, Villano M, Martinelli A, Palocci C, Petrangeli Papini M, Amanat N, Chronopoulou L, Alfano S, Valentino F, Pavan P, Moretto G, Bolzonella D, Rossetti S, Crognale S, Carfagnini A, Majone M. Salute e sicurezza nelle biotecnologie industriali. Inail Pubblicazioni ISBN 978-88-7484-753-2. Milano, 2022, pp. 10-11.

Concentrazione di idrogeno in ambiente chiuso

F. Pera, A. Pireddu, G. L. Amicucci, E. Del Prete

Inail - Dit

Abstract

L'idrogeno è utilizzato per diverse applicazioni ed è presente in ambito industriale sia come prodotto finale, sia come sottoprodotto di processi tecnologici.

È altamente infiammabile e può formare atmosfere potenzialmente esplosive, se miscelato all'aria, quando la sua concentrazione è compresa tra il limite inferiore (LEL) e quello superiore (UEL) di esplosività. La piccolissima densità tende a farlo salire velocemente, mentre il grande coefficiente di diffusione tende a farlo allontanare dal punto di emissione.

A seconda delle condizioni in cui avviene l'emissione, la miscela può accumularsi all'interno di ambienti confinati, di involucri (es. vano per l'alloggio della batteria in un'apparecchiatura), sotto le coperture degli edifici, oppure in prossimità di ostacoli che ne favoriscano il ristagno, mentre all'aperto tende facilmente a disperdersi.

In questo articolo illustreremo gli esperimenti condotti nella sede INAIL di Monteporzio Catone al fine di caratterizzare il comportamento dell'idrogeno molecolare in fase di accumulo sotto una cappa chiusa posta all'interno di un locale adibito ad attività tipiche di un'officina meccanica, assimilabili a quelle di un ambiente industriale.

Keywords: atmosfere esplosive, individuazione e classificazione delle zone pericolose, valutazione del rischio.

1. Introduzione

Nei prossimi decenni, la quota di fonti di energia rinnovabili nel mix energetico globale dovrebbe aumentare in modo significativo, con una crescente domanda di vettori energetici privi di carbonio, come l'idrogeno e combustibili a base di idrogeno (IEA, 2019). Tuttavia, gravi incidenti possono avere implicazioni significative per lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie emergenti dell'idrogeno ([1] e [2]). La grande reattività e la piccola energia di accensione delle miscele idrogeno-aria, nonché la propensione a subire la transizione da deflagrazione a detonazione (DDT), implicano che non è semplice da raggiungere e documentare lo stesso livello di sicurezza per sistemi a idrogeno, rispetto a sistemi simili basati su carburanti come benzina, diesel e gas naturale [3].

Sono stati condotti molti studi finalizzati alla comprensione delle conseguenze di eventi di innesco che potrebbero verificarsi quale risultato dell'uso dell'idrogeno in alternativa ai combustibili fossili o in siti industriali, ad esempio [4]. Tuttavia, è stata

prestata poca attenzione all'effetto dell'esplosione in operazioni "su piccola scala" cioè nello svolgimento di lavori che comportino la movimentazione manuale e la manipolazione di imballaggi o nei casi di imbarcazioni contenenti tale gas nella stiva. Ingram et al. [5] hanno affrontato il divario di conoscenze in questo ambito, attraverso un programma sperimentale condotto per simulare l'effetto sulla sicurezza delle persone in presenza esplosioni di idrogeno localizzate e deboli, limitate a piccoli volumi.

Rigas e Sklavounos [6] hanno valutato i pericoli più comuni associati a impianti di stoccaggio e sistemi di distribuzione dell'idrogeno. Gli autori hanno dimostrato, attraverso la loro analisi dei rischi, che l'accensione dell'idrogeno può sfociare in incidenti che rappresentano una grave minaccia per i beni e la sicurezza delle persone. Gli stessi autori hanno anche osservato che la nube derivante dalla fuoriuscita di idrogeno liquefatto si comporta come un gas pesante, che rimane a basse altezze dal suolo, con concentrazioni comprese nell'intervallo di infiammabilità.

Hajji et al. [7] hanno esaminato l'influenza della conformazione geometrica di un angolo al vertice di una copertura sulla dispersione dell'idrogeno a seguito di un'emissione. Schiavetti et al. [8] hanno invece condotto uno studio sperimentale di deflagrazioni di idrogeno con accensione interna ed esterna al volume ventilato.

A seconda delle diverse condizioni in cui avviene l'emissione, il gas può accumularsi più o meno rapidamente all'interno di ambienti ristretti, di involucri (es. vano per l'alloggio della batteria in un carrello elevatore), sotto le coperture degli edifici oppure in prossimità di strutture od ostacoli che si comportino come trappole e ne favoriscano il ristagno e la raccolta, mentre all'aperto esso tende facilmente a disperdersi [9].

Negli ambienti in cui è possibile la formazione di miscele aria-idrogeno, acquista particolare importanza l'individuazione e la classificazione delle zone pericolose. È altresì importante caratterizzare il comportamento dell'idrogeno, valutare la diffusione della miscela aria-idrogeno nel tempo e individuare le condizioni che ne favoriscano l'accumulo fino al raggiungimento di concentrazioni pericolose.

Il presente lavoro analizza gli esiti di esperimenti eseguiti con l'uso di sensori comunemente impiegati nell'industria, basati sulla simulazione di un'emissione subsonica di idrogeno in ambiente chiuso. Tali esperimenti fanno parte di una serie di prove condotte nella sede INAIL di Monteporzio Catone con lo scopo di caratterizzare il comportamento dell'idrogeno miscelato in aria in ambienti chiusi (persistenza nel tempo della miscela aria-idrogeno) e di verificare le condizioni che ne favoriscano l'accumulo in presenza di strutture dove la miscela aria-idrogeno possa rimanere intrappolata fino al raggiungimento di concentrazioni pericolose. Tali esperimenti sono descritti nel volume "Misure di concentrazione in ambiente chiuso" [9] al quale si rimanda per ogni dettaglio.

Nell'articolo sono considerate soltanto le risultanze delle ultime due prove eseguite (12 e 13) per osservare il comportamento della miscela aria-idrogeno in fase di

accumulo in una struttura catturante a tal scopo predisposta e costituita, come già accennato, da una cappa chiusa. Le prove precedenti a quelle qui considerate possono essere ritenute ad esse propedeutiche in quanto hanno fornito le indicazioni necessarie per definire le modalità di esecuzione degli esperimenti [9].

Oltre a considerare la fenomenologia dell'accumulo in fase di emissione, è stata anche considerata la fase di riduzione della concentrazione e di persistenza dell'atmosfera esplosiva al cessare dell'emissione. Tale fase di riduzione della concentrazione ha permesso di calcolare le costanti di tempo utili a determinare il ritorno a concentrazioni non pericolose di idrogeno. Nel presente lavoro sono stati rielaborati i dati presenti in [9] con ulteriori considerazioni qualitative e quantitative in merito all'andamento temporale della riduzione della concentrazione di atmosfera esplosiva al cessare dell'emissione.

In particolare, il presente studio contiene anche le seguenti sezioni: 2. *Materiali e metodi*, contenente una breve sintesi della metodologia di prova; 3. *Risultati*, dove sono descritti e rappresentati gli esiti dell'analisi; 4. *Discussione e conclusioni*, che include un esame dei risultati ottenuti e le conclusioni; 5. *Sviluppi futuri del lavoro*.

2. Materiali e metodi

Le prove in esame (12 e 13 descritte nel volume [9]) sono state condotte con rivelatori di concentrazione di gas idrogeno di tipo pellistor (sensori) in ambiente chiuso e in presenza di una cappa sovrastante la sorgente di emissione. I sensori emettono un segnale in corrente che varia da 4 a 20 mA che corrispondono a un intervallo che va da 0 a 4% in volume di H₂ in aria ovvero da 0 a 100% del LEL di H₂ in aria.

I regimi di portata considerati sono riportati in Tabella 1.

Entrambe le prove sono state eseguite con la superficie superiore interna della cappa a una distanza di 1,2 m dalla sorgente posizionata in corrispondenza della proiezione del centro geometrico della cappa verso il suolo. Tale posizione è stata suggerita dalle precedenti sperimentazioni propedeutiche (prove 1-11) nelle quali si è verificato che gli accumuli nella cappa per distanze maggiori risultavano di scarso o trascurabile interesse ai fini della ricerca.

Prova	Portata (l/min)	Durata (min)	Portata (l/min)	Durata (min)
12	3	30	0	30
13	5	30	0	30

Tabella 1. Regimi di portata per le prove 12 e 13

Il gas idrogeno utilizzato è contenuto in una bombola; le portate sono state impostate tramite valvola e flussimetro con diametro del tubo di emissione pari a 14,5 mm.

Poiché la velocità dell'aria influenza notevolmente il valore della diluizione dell'idrogeno, tale valore è stato misurato con l'ausilio sia di un anemometro a filo caldo (particolarmente indicato in ambienti chiusi), sia di un anemometro a ventolino (più adatto in ambienti aperti).

Inoltre, sono stati utilizzati: un sistema di acquisizione dati a grande velocità ad 8 canali con funzioni di trigger e pre-trigger, un box alimentatore/condizionatore per trasduttori con uscita in corrente e una bombola di idrogeno da 14 litri con una pressione di 200 *ata* dotata di valvola di riduzione alta-bassa pressione a doppio stadio con valvola anti-ritorno di fiamma.

Le prove sono state eseguite alle seguenti condizioni:

Temperatura $T = 13^{\circ}\text{C}$

Velocità dell'aria $v_a = 0,1 \text{ m/s}$

Portata $Q = 3 - 5 \text{ l/min}$

Posizione dei sensori (Tabella 2):

- origine del sistema di riferimento: sorgente di idrogeno;
- asse x: orizzontale con orientamento verso destra;
- asse y: verticale con orientamento verso l'alto;
- asse z: perpendicolare al piano visualizzato con orientamento uscente.

La rilevazione della concentrazione di idrogeno in ciascuno dei sei sensori è avvenuta sia durante la fase di emissione (primi 30 minuti della prova) che dopo la chiusura del flusso di idrogeno (rimanenti 30 minuti della prova).

3. Risultati

Di seguito sono riportati gli andamenti temporali delle concentrazioni percentuali (da 0% a 4%) di idrogeno in aria in volume, rilevati nelle due prove 12 e 13. Nelle figure 1a sono riportate le concentrazioni rilevate dai sensori posizionati a quota 1,2 m dalla sorgente di emissione (sensori 4 e 5), nelle figure 1b sono riportate le concentrazioni rilevate dai sensori posizionati a quota 1,0 m dalla sorgente (sensori 1, 2, 3) e nella figura 1c sono riportate le concentrazioni rilevate dal sensore posizionato a quota 0,8 m dalla sorgente (sensore 6).

n. prova	12 Q = 3 l/min			13 Q = 5 l/min		
	x [m]	y [m]	z [m]	x [m]	y [m]	z [m]
Sensore 1	-0,50	1,00	0,00	-0,50	1,00	0,00
Sensore 2	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00
Sensore 3	0,50	1,00	0,00	0,50	1,00	0,00
Sensore 4	-0,25	1,20	0,00	-0,25	1,20	0,00
Sensore 5	0,25	1,20	0,00	0,25	1,20	0,00
Sensore 6	0,00	0,80	0,00	0,00	0,80	0,00

Tabella 2. Configurazione dei sensori per le prove 12 e 13 e disposizione dei sensori all'interno della cappa rispetto alla sorgente di emissione.



Figura 1a: Andamenti temporali delle concentrazioni rilevate nelle prove 12 e 13 (disposizione sottocappa dei sensori 4 e 5 a 1,2 m dalla sorgente di emissione)

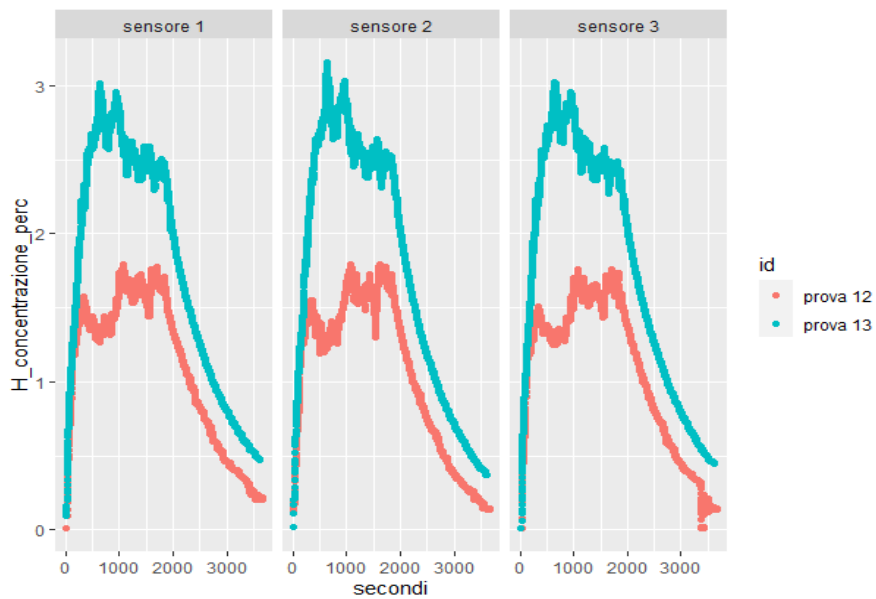


Figura 1b: Andamenti temporali delle concentrazioni rilevati nelle prove 12 e 13 (disposizione sottocappa dei sensori 1, 2, 3 a 1,0 m dalla sorgente di emissione)

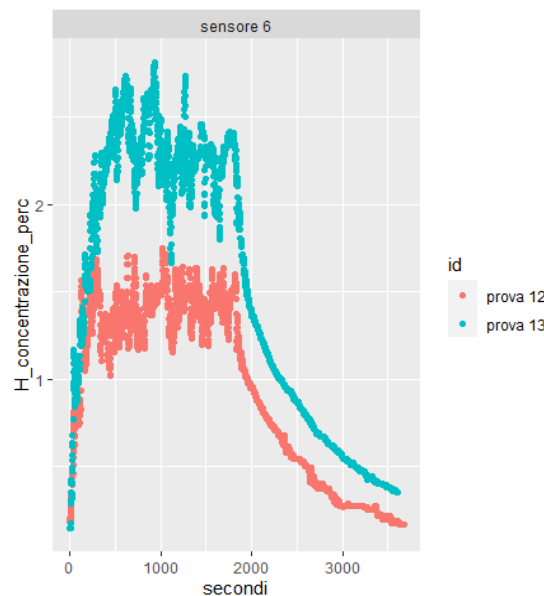


Figura 1c: Andamenti temporali delle concentrazioni rilevati nelle prove 12 e 13 (disposizione sottocappa del sensore 6 a 0,8 m dalla sorgente di emissione)

Oltre a rappresentare graficamente gli andamenti temporali, si riportano le costanti di tempo τ stimate durante la fase di decadimento della concentrazione. Per il calcolo di queste costanti è stato adottato il modello esponenziale a parametro negativo riportato di seguito:

$$y = \%_{H_2}(t) = Ae^{-\frac{t}{\tau}} \quad (1)$$

Per la stima dei parametri è stato utilizzato il modello lineare che si ottiene passando ad ordinate logaritmiche:

$$\log(y) = \log(\%_{H_2}(t)) = \log(A) + \log\left(e^{-\frac{t}{\tau}}\right) = \log(A) - \frac{t}{\tau} \quad (2)$$

I parametri τ e $\log(A)$ per ciascun sensore sono stati ottenuti stimando la retta di regressione per le coppie di dati $(t; \log(y))$ del modello sopracitato [per semplicità e perché ininfluente ai fini degli obiettivi delle prove, $\log(A)$ non è stato riportato di seguito]. L'intervallo di dati considerato varia dall'istante 2200 s fino all'istante 3200 s, come riportato nelle tabelle 3 e 4. Tale intervallo è stato scelto per considerare momenti sufficientemente distanti sia dall'inizio del decadimento della concentrazione sia dalla fine dell'esperimento in modo da eliminare effetti di bordo che possano incidere sulla stima dei parametri del modello.

Per il calcolo dell'errore sulla costante di tempo, è stato propagato l'errore ottenuto dalla regressione del modello lineare. Il coefficiente angolare m della retta di regressione è legato alla costante di tempo dalla relazione:

$$\tau = \frac{1}{|m|} \quad (3)$$

e quindi:

$$\Delta\tau \leq \frac{1}{m^2} \Delta m \quad (4)$$

Gli errori assoluti riportati nelle tabelle 3 e 4 sono stati ottenuti dai valori di $\Delta\tau$ dopo essere stati maggiorati di un fattore 3 (con un procedimento simile a quello seguito quando si adotta per l'incertezza il valore di $\pm 3\sigma$, tre volte la deviazione standard). Sono stati ottenuti i seguenti risultati per le costanti di tempo con un'ottima corrispondenza tra modello e misure sperimentali, come si può notare dai valori del coefficiente di determinazione R^2 riportati:

Sensore	1	2	3	4	5	6
τ (s)	2084 ± 10	1772 ± 10	1978 ± 10	1769 ± 10	1788 ± 20	1989 ± 30
R^2	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,97
Intervallo (s)	2200-3200	2200-3200	2200-3200	2200-3200	2200-3200	2200-3200

Tabella 3. Costanti di tempo per la prova 12

Sensore	1	2	3	4	5	6
τ (s)	2612 ± 6	2279 ± 5	2477 ± 5	2329 ± 4	2328 ± 4	2637 ± 10
R^2	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Intervallo (s)	2200-3200	2200-3200	2200-3200	2200-3200	2200-3200	2200-3200

Tabella 4. Costanti di tempo per la prova 13

4. Discussione e conclusioni

In tutti i grafici di entrambe le prove è possibile rilevare una rapida salita della concentrazione fino a un quasi plateau, a cui fa seguito una lenta diminuzione della concentrazione di idrogeno dopo la cessazione dell'emissione.

I valori massimi di concentrazione raggiunti durante la fase di emissione dipendono dalle portate di emissione e dalla quota dei sensori all'interno della cappa. Per la portata di 5 l/min (prova 13) i sensori 4 e 5 raggiungono concentrazioni massime comprese tra l'80 e il 100% del LEL in circa 600 s che persistono per circa 500 s, mentre concentrazioni tra il 60 e l'80% del LEL persistono fino a circa 1800 s nei sensori da 1 a 5 e per 500 s nel sensore 6. Nel caso della portata pari a 3 l/min (prova 12) le concentrazioni raggiungono il 60-80% del LEL dopo 1600 s dall'inizio dell'emissione interessando i sensori 4 e 5 per una durata di circa 15 s.

Come si può notare dai grafici, tra tutti i sensori il numero 6 è stato quello più perturbato, si trovava infatti quasi al livello del bordo inferiore della cappa e, pertanto, era più esposto a possibili correnti d'aria presenti nel locale. Inoltre, si osserva che i grafici della prova 13 sono meno perturbati di quelli della prova 12. Gli autori ipotizzano che a maggiori portate corrisponda una maggiore velocità di rimescolamento e quindi il raggiungimento di concentrazioni stabili in minor tempo. Quando l'emissione viene interrotta, in tutta la cappa si stabilisce un processo di decadimento della concentrazione con andamento caratterizzato da un'opportuna costante di tempo.

All'interno della cappa la concentrazione più elevata (sensori 4 e 5) è stata misurata immediatamente sotto la copertura (1,2 m dalla sorgente di emissione) e diminuisce rapidamente al di sotto di questa zona, come si nota dagli andamenti temporali della concentrazione misurati dai sensori 1, 2, 3 e 6 rispetto ai sensori 4 e 5 di entrambe le prove.

Ciò è naturale, in quanto, nelle prove eseguite, la tendenza naturale dell'idrogeno a salire verso l'alto è stata ostacolata dalla barriera fisica, rappresentata dal tetto della cappa, dove si è formata una zona di accumulo di gas. Questo spiega perché i sensori 4 e 5 più prossimi alla zona di accumulo, hanno registrato i picchi più elevati, mentre i sensori 1, 2 e 3 e ancora di più il sensore 6, posizionati a quote più basse e distanti dalla zona di accumulo, concentrazioni meno elevate.

Le prove svolte hanno permesso di analizzare il fenomeno della diffusione dell'idrogeno in un ambiente chiuso, libero da ostacoli, nonché di valutare le modalità di accumulo del gas all'interno di una cappa. Inoltre, con riferimento alla fase di decadimento, sono state calcolate le costanti di tempo utili a determinare il modello di ritorno a concentrazioni non pericolose di idrogeno.

Le prove che hanno preceduto quelle considerate (prove 1-11 per le quali si rimanda a [9]) hanno mostrato una grande varietà di comportamenti tra i diversi sensori. Questa varietà di comportamenti è dovuta, molto probabilmente, alla grande motilità dell'idrogeno molecolare, molto più leggero dell'aria, insieme alla presenza di perturbazioni di tipo sistematico quali, ad esempio, movimenti casuali dell'aria circostante. L'indizio che sia questo il motivo è suggerito dagli andamenti temporali delle concentrazioni misurate dai sensori 4 e 5, situati in una posizione "protetta" rispetto agli altri. Infatti, in ciascuna delle due prove 12 e 13 le concentrazioni del sensore 4 sono quasi sovrapponibili con quelle del sensore 5.

Nonostante i limiti della sperimentazione, le prove eseguite hanno fornito elementi significativi per la caratterizzazione del comportamento dell'idrogeno molecolare in ambienti simili ad ambienti di lavoro.

Alla luce dei risultati ottenuti si può ritenere che, anche in situazioni reali e non solo sperimentali, immediatamente al di sotto di un ostacolo fisico che si opponga al moto naturale dell'idrogeno, possano osservarsi concentrazioni elevate, prossime al LEL e pertanto pericolose per la sicurezza.

5. Sviluppi futuri del lavoro

Le prove eseguite hanno mostrato una dipendenza non trascurabile dalla temperatura e dai movimenti dell'aria nell'ambiente in cui è posizionata la sorgente di emissione. La stessa portata di emissione, al suo crescere, può aumentare la turbolenza dell'aria.

Per ridurre queste influenze al minimo si sarebbe dovuto approntare l'apparato sperimentale all'interno di una camera chiusa sufficientemente isolata dai disturbi esterni con al massimo delle aperture verso l'alto.

Infatti, le influenze ambientali possono essere ridotte o annullate in apparati sperimentali realizzati con complessità e isolamento maggiori, che tuttavia risultano poco idonei a riprodurre attività "su piccola scala", tipiche degli ambienti di lavoro delle piccole e medie imprese che operano con l'idrogeno, obiettivo invece raggiunto dal presente studio.

6. Bibliografia

[1] Angers, B., Hourry, A., Bénard, P., Tessier, P., Perrin, J. Simulations of hydrogen releases from high pressure storage systems, WHEC 16, 13-16 June, 2006 Lyon France.

[2] BRHS Biennial Report on Hydrogen Safety. Chapter 3 Accidental phenomena and consequences. HySafe June 2007.

[3] Wingerden, v., Matthijs, Skjold, T., Roosendans, D., Dutertre, A., Pekalski, A. Chemical inhibition of hydrogen-air explosions: Literature review, simulations and experiments. Process Safety and Environmental Protection. Vol. 176, 2023, Pages 1120-1129. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.03.042>.

[4] Agranat, V. M., Tchouvelev, A. V., Cheng, Z., et al. CFD modeling of gas release and dispersion: prediction of flammable gas clouds. 2007. Mississauga, Ontario, Canada. DOI:10.1007/978-1-4020-6515-6_14.

[5] Ingram, J.M., Averill, A.F., Gomez-Agustina, L., Holborn, P.G., Battersby, P., Benson, C.M., Potential hazard consequences to personnel exposed to the ignition of small volumes of weakly confined stoichiometric hydrogen/air mixture. International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 43, Issue 50, 13 (2018), Pages 33-45. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.092>.

[6] Rigas F., Sklavounos S. Evaluation of hazards associated with hydrogen storage facilities. Vol.30, Iss. 13-14, 2005, Pag. 1501-1510. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.06.004>.

[7] Hajji, Y., Bouteraa, M., Cafsi, A. E., Belghith, A., Bournot, P., Kallel, F. Dispersion and behavior of hydrogen during a leak in a prismatic cavity (2014) International Journal of Hydrogen Energy, 39 (11), pp. 6111-6119. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.01.159.

[8] Schiavetti, M., Marangon A., Carcassi, M. Experimental study of vented hydrogen deflagration with ignition inside and outside the vented volume (2014). Int. Journal of Hydrogen Energy, 39 (35), pp. 20455-20461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.04.006>.

[9] Pera, F., Pireddu, A. Misure di concentrazione di idrogeno in ambiente chiuso. INAIL 2015. ISBN 978-88-7484-461-6.

Applicazione del metodo HazOp e della tecnica LOPA per l'accettabilità del rischio di processo

D. Sallustio, F. P. Nigri

Inail – Uot di Bari

Abstract

Lo scopo del lavoro è duplice: stimare la frequenza di accadimento di uno scenario incidentale in uno stabilimento a rischio di incidente rilevante e confrontare tale frequenza con quella ritenuta accettabile alla luce del contenuto del D.M. 9 maggio 2001, che detta i requisiti minimi di sicurezza per la pianificazione territoriale di zone interessate dalla presenza di stabilimenti a rischio di incidente rilevante. Per raggiungere l'obiettivo, gli autori utilizzano due metodologie di analisi rischio di processo: il metodo HazOp e la tecnica LOPA (Layers of Protection Analysis).

In un primo momento si adopera il metodo HazOp, dopo aver individuato il nodo (sezione di impianto da attenzionare) e la variabile di processo da prendere in considerazione che, nel caso in esame, è la pressione della fase gas all'interno di un separatore (scrubber) inserito in un impianto destinato all'estrazione di idrocarburi.

In un secondo momento si adopera la tecnica LOPA, interamente mutuata dalla parte terza dell'IEC 61511, standard internazionale che disciplina l'uso dei sistemi di sicurezza nell'industria di processo. La tecnica LOPA ha il pregio di sfruttare l'Albero degli Eventi (Event Tree Analysis) per risalire alla frequenza di accadimento dell'evento incidentale, che si prefigura in seguito all'indesiderato aumento di pressione all'interno del separatore bifasico.

Per la stesura del lavoro gli autori hanno preso spunto da un "caso studio" esaminato nel corso di una recente ispezione collegiale, finalizzata alla validazione del sistema di gestione della sicurezza di uno stabilimento a rischio di incidente rilevante della Basilicata.

Keywords: HazOp (Hazard Operability analysis), LOPA (Layers of Protection Analysis), accettabilità del rischio di processo.

1. Introduzione

In un impianto tecnologico a rischio di incidente rilevante l'applicazione del metodo HazOp consente di risalire, tramite l'utilizzo di opportune "parole guida", alle deviazioni delle variabili di processo dagli intenti di progetto. Nel caso in studio, la "parola guida" utilizzata (more) porta a concentrare l'attenzione su un aumento intempestivo della pressione della "fase gas" all'interno di uno scrubber.

Il metodo HazOp ha, però, un limite: è una tecnica qualitativa di analisi del rischio, che non fornisce alcun valore della frequenza di accadimento dell'evento incidentale

derivante dall'indesiderato aumento di pressione all'interno del separatore. Per questa ragione al metodo HazOp gli autori affiancano la tecnica LOPA che considera l'aumento di pressione, prefigurato dal metodo HazOp, come una causa iniziatrice, e cioè un evento che ha in sé il potenziale di avviare una sequenza incidentale. Scopo della tecnica LOPA è l'interruzione di tale sequenza.

Nella tecnica della sicurezza, interrompere una sequenza incidentale equivale a individuare quel complesso di "barriere" che consente di ridurre la frequenza di accadimento dello scenario incidentale a un valore non superiore a quello ritenuto accettabile dal D.M. 9 maggio 2001. Le "barriere" di cui fa uso la tecnica LOPA sono "misure di prevenzione", e cioè apprestamenti di carattere tecnico e gestionale in grado di ridurre il rischio di impianto facendo leva sulla riduzione della frequenza di accadimento dell'evento indesiderato e non sulla magnitudo.

Poiché le barriere utilizzate dalla tecnica LOPA sono tutt'altro che infallibili, l'IEC 61511 ne elenca con cura le "probabilità di fallimento", meglio note con termine "PFD" che sta per Probability of Failure on Demand.

La PFD di una barriera rappresenta la probabilità che ha una barriera di non eseguire la funzione che gli è stata affidata, in caso di richiesta da parte del processo. La PFD è in stretta correlazione con l'efficacia della barriera, nel senso che quanto più è basso il valore della PFD, tanto maggiore è l'efficacia della barriera in termini di riduzione del rischio di processo.

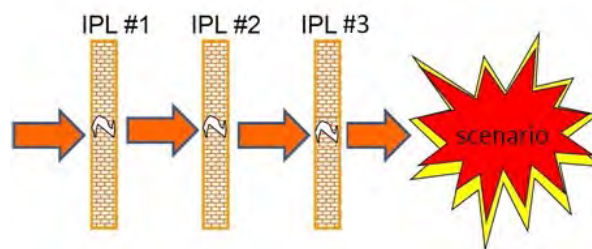


Figura1. Independent Protection Layers (IPL)

2. Il metodo LOPA

Nel metodo LOPA, le barriere sono definite Independent Protection Layers (IPL) per il fatto che il fallimento di una barriera è ritenuto indipendente:

- dall'accadimento dell'evento iniziatore;
- dal fallimento di qualsiasi altra barriera.

Nell'applicazione del metodo LOPA, si individuano cinque step.

1. Descrizione dell'evento iniziatore:

la causa iniziatrice di una sequenza incidentale deve essere definita nel corso dell'analisi HazOp.

2. Stima della frequenza di accadimento dell'evento iniziatore:

la frequenza di accadimento della causa iniziatrice deve essere stimata. Tale operazione è possibile con i dati dell'IEC 61511.

3. Valutazione delle conseguenze e definizione delle salvaguardie:

tutte le conseguenze derivanti dalla causa iniziatrice devono essere valutate. Devono essere definite le salvaguardie e, infine, devono essere stimate le PFD delle singole barriere.

4. Calcolo della frequenza di accadimento dell'evento indesiderato:

la frequenza di accadimento dello scenario può essere calcolata con l'ausilio dell'Event Tree Analysis (ETA).

5. Controllo finale:

la frequenza di accadimento dello scenario deve essere confrontata con la frequenza tollerabile di rischio, mutuata dal D.M. 9 maggio 2001.

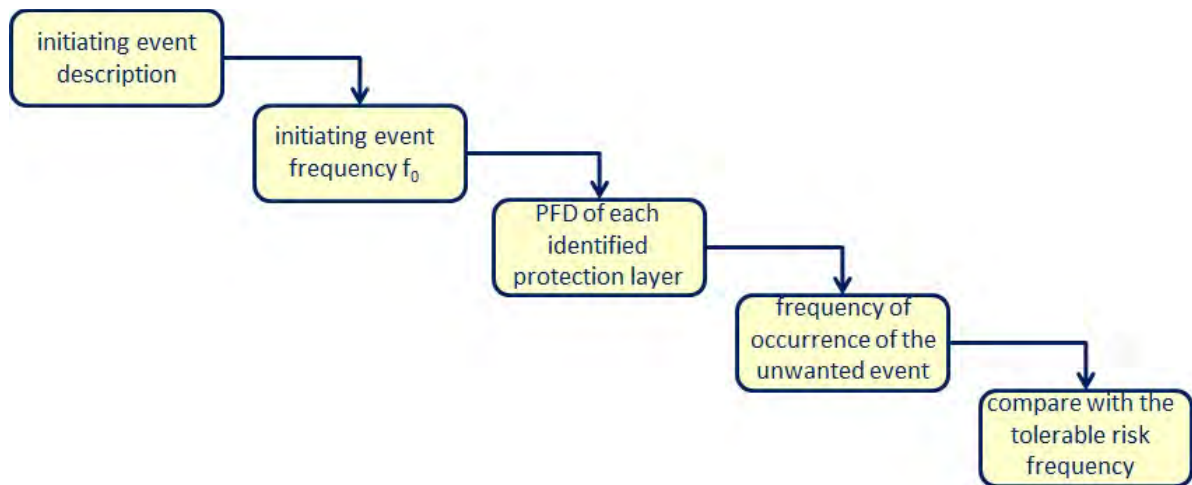


Figura 2. Metodo LOPA in sequenza

Nel prosieguo, per applicare correttamente il metodo LOPA,

- sarà necessario acquisire preventivamente:
 - la frequenza di accadimento dell'evento iniziatore (f_0);
 - la probabilità di fallimento su richiesta di ogni barriera (PFD),
- e successivamente calcolare:
 - la frequenza tollerabile di rischio ($f_{\text{tolerable risk}}$).

L'applicazione del metodo LOPA alla sequenza incidentale consentirà di stimare la frequenza di accadimento dello scenario. A tale frequenza si perviene moltiplicando la frequenza di accadimento dell'evento iniziatore (f_0) per le probabilità di fallimento su richiesta (PFD) delle diverse barriere.

Infine, per stabilire l'accettabilità del rischio di processo nel contesto in esame, la frequenza di accadimento dello scenario sarà confrontata con la frequenza tollerabile di rischio.

3. L'impianto di processo

L'impianto in esame è destinato al trattamento di una miscela bifasica, ricca di idrocarburi, proveniente da un pozzo di estrazione. Nel sottosuolo, la miscela è intrappolata da uno strato argilloso che ne impedisce la risalita. Per raggiungere la

miscela, si rende necessario individuare la "trappola", situata a migliaia di metri sotto la superficie. Quindi, si procede alla perforazione di un pozzo, che raggiunge la profondità di qualche chilometro. Poiché la pressione all'interno del pozzo è elevata, sulla testa del pozzo (well head) è presente una valvola allo scopo di controllare la pressione della miscela. In uscita dal pozzo, la miscela viene convogliata nell'impianto di trattamento.

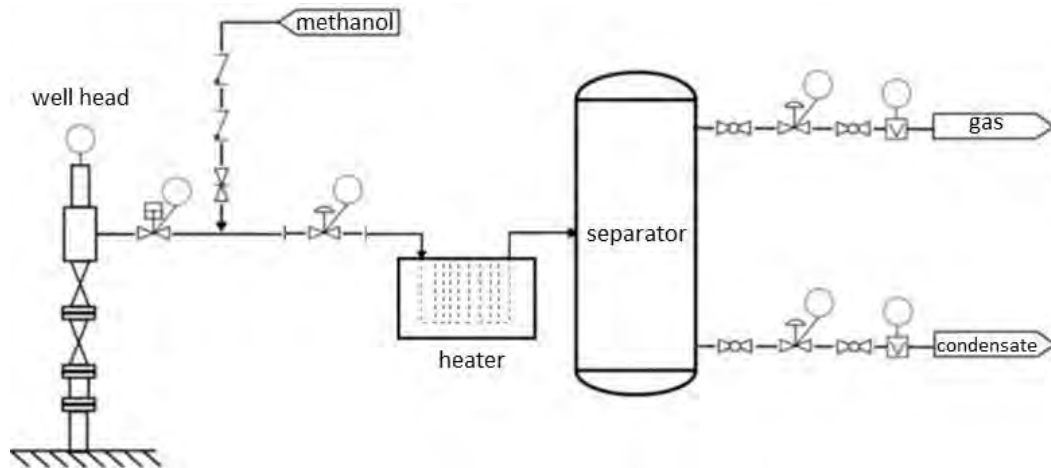


Figura 3. Impianto di processo

Durante i mesi invernali, quando la temperatura scende, l'acqua disciolta nella miscela può congelare. Questo inconveniente determina intasamenti nella tubazione e danneggia i componenti di impianto. Il metanolo funge da inibitore, abbassando il punto di congelamento dell'acqua. L'iniezione di metanolo rappresenta, pertanto, una misura idonea a ridurre il rischio di congelamento dell'acqua disciolta nella miscela.

La miscela contiene anche quantità significative di anidride carbonica (CO₂) e idrogeno solforato (H₂S):

- l'anidride carbonica comporta problemi di corrosione ai componenti di impianto;
- il solfuro di idrogeno è altamente nocivo e deve essere separato dalla miscela al fine di proteggere il personale.

La rimozione di anidride carbonica e solfuro di idrogeno avviene in una "torre di addolcimento" nella quale la miscela viene addizionata di ammine, composti organici a base di azoto. La "torre di addolcimento" è posta a valle di un "separator", che rappresenta il "nodo" sul quale il "team HazOp" intende concentrare la propria attenzione.

4. Il separatore

Nel separatore "V-01" la miscela bifasica, proveniente dal pozzo sotto forma di emulsione, viene sottoposta a un trattamento destinato a separare dalla miscela la fase liquida, meglio nota come "condensato". Il processo di separazione viene condotto in continuo. Il separatore è alimentato dalla miscela bifasica (feed). Il

processo richiede una certa quantità di energia termica, somministrata alla miscela in uno scambiatore di calore (heater) che precede l'ingresso nel separatore.

I prodotti del processo di separazione sono due correnti fluide:

- una liquida, corrispondente al "condensato", che viene drenata attraverso la parte bassa del separatore;
- l'altra gassosa, prelevata dalla parte alta del separatore, convogliata verso la "torre di addolcimento" per l'abbattimento delle concentrazioni di anidride carbonica e idrogeno solforato.

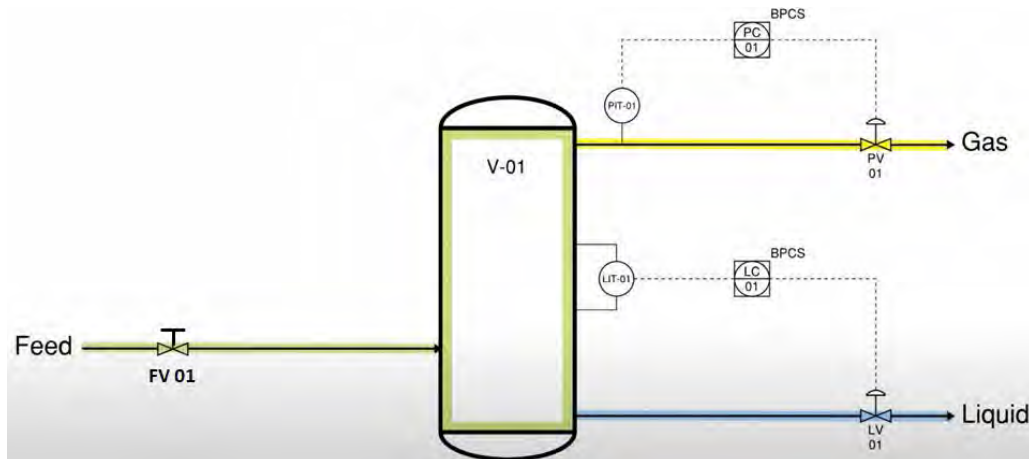


Figura 4. Separatore "V-01"

5. L'analisi HazOp

La variabile di processo che, più di altre, incide il corretto funzionamento del separatore è la pressione della fase gassosa, influenzata dal livello della fase liquida: quanto più il livello della fase liquida aumenta nel separatore, tanto più aumenta la pressione della fase gas. Il team applica alla variabile "pressione della fase gas" un certo numero di "parole guida" per poi investigare se la combinazione "variabile di processo - parola guida" ha in esito una deviazione significativa dalle normali condizioni operative. Tale deviazione corrisponde alla causa iniziatrix di una sequenza incidentale.

La condizione operativa "aumento di pressione", derivante dalla combinazione di:

- parola guida: more;
- variabile di processo: pressione della fase gas,

può dare vita a una deviazione significativa dagli intenti di progetto.

Nota la deviazione, il team HazOp ne ricerca tutte le possibili cause, considerando:

- i guasti dei dispositivi di protezione e regolazione del separatore "V-01";
- gli errori umani.

In questa fase, la raccolta e l'analisi di dati storici sono di grande aiuto. In prima battuta, il team esamina il caso in cui l'aumento della pressione della fase gas nel separatore è correlata al fatto che resta incollata, in posizione di chiusura, la valvola "LV-01", destinata al controllo della portata di liquido in uscita dal separatore.

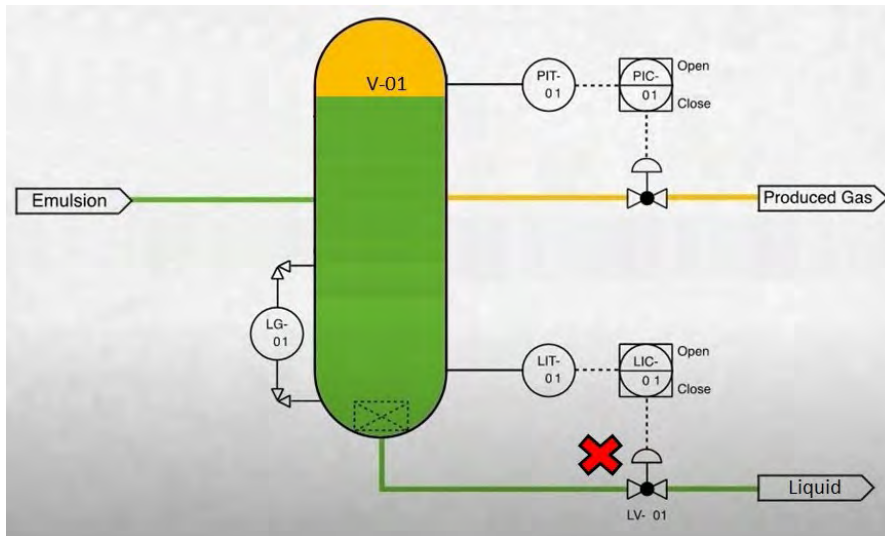


Figura 5. Guasto della valvola "LV-01"

L'aumento di pressione della fase gas nel separatore, dovuta al guasto della valvola "LV-01", può essere contrastata con l'adozione di tre barriere:

- un sistema ordinario di controllo della pressione della fase gas (BPCS);
- un sistema di monitoraggio, caratterizzato da rinvio del segnale di allarme in sala controllo;
- un sistema strumentale di sicurezza (SIS).

A quest'ultimo si affida il compito di interrompere l'alimentazione (feed) del separatore, e cioè di chiudere (shutdown) la tubazione destinata al convogliamento della miscela bifasica verso il separatore.

Il sistema strumentale di sicurezza è costituito da:

- un sensore/trasduttore (PIT 02);
- un risolutore logico (PC 02);
- una valvola di emergenza azionata (Emergency Shutdown Valve "ESDV 01").

Al fine dell'applicazione del metodo LOPA, le tre barriere adottate devono corrispondere a "Independent Protection Layers (IPL)".

In altri termini, ciascuna salvaguardia deve essere indipendente:

- dall'accadimento dell'evento iniziatore (guasto della valvola "LV-01");
- dal fallimento delle barriere adiacenti.

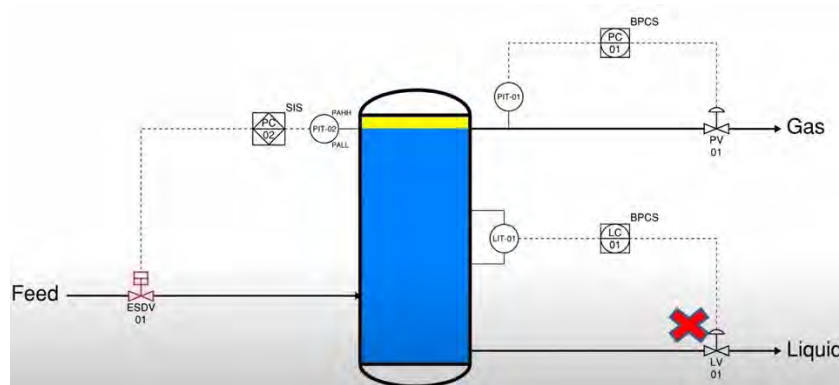


Figura 6. Salvaguardie a corredo del separatore

Rientra nelle prerogative del metodo LOPA la valutazione dell'efficacia delle tre barriere individuate dal team nel corso dell'analisi HazOp. A vantaggio della sicurezza, il team prescinde dalla valvola di sicurezza installata lungo la tubazione destinata al convogliamento della fase gas in uscita dal separatore verso la torre di addolcimento.

6. Frequenza di accadimento della causa iniziatrice

Le tre barriere individuate dal team HazOp, nel seguito richiamate per comodità:

- sistema ordinario di controllo della pressione della fase gas (process control layer);
- sistema di monitoraggio con rinvio del segnale di allarme in sala controllo (trip alarm);
- sistema strumentale di sicurezza (SIS), si rivelano idonee a fronteggiare la causa iniziatrice se, operando di concerto fra loro, sono in grado di interrompere la sequenza incidentale.

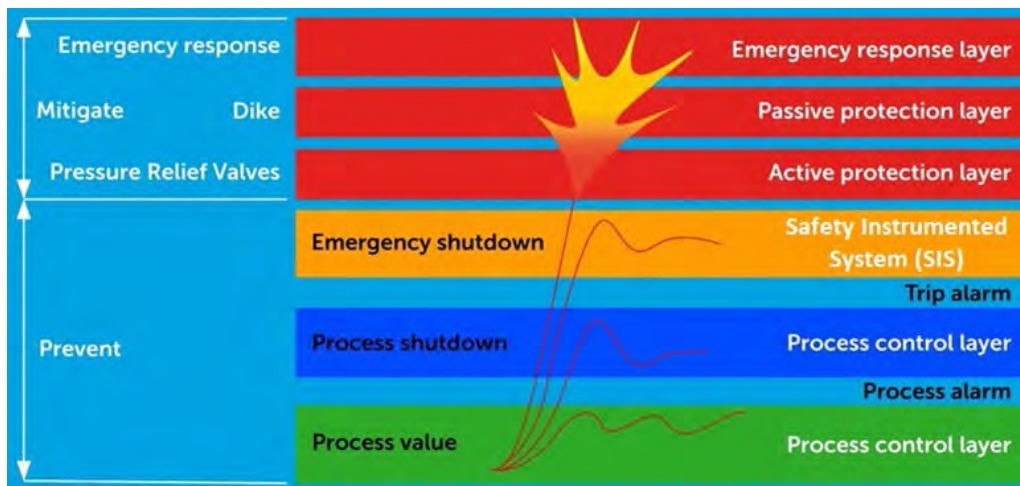


Figura 7. Sequenza incidentale

Low	A failure or series of failures with a very low probability of occurrence within the expected lifetime of the plant. EXAMPLES – Three or more simultaneous Instrument, or human failures. – Spontaneous failure of single tanks or process vessels.	$f < 10^{-4}$, /yr
Medium	A failure or series of failures with a low probability of occurrence within the expected lifetime of the plant. EXAMPLES – Dual instrument or valve failures. – Combination of instrument failures and operator errors. – Single failures of small process lines or fittings	$10^{-4} < f < 10^{-2}$, /yr
High	A failure can reasonably be expected to occur within the expected lifetime of the plant. EXAMPLES – Process Leaks – Single instrument or valve failures. – Human errors that could result in material releases.	$10^{-2} < f$, /yr

Figura 8. Frequenza di accadimento (eventi/anno) della causa iniziatrice

Al guasto della valvola "LV-01", riportato in figura 8 come "valve failure", corrisponde una frequenza di accadimento annua uguale a 1×10^{-2} eventi/anno:

$$f_0 = 1 \times 10^{-2} \text{ eventi / anno} \quad (1)$$

7. PFD delle barriere

Allo stesso modo, il team procede alla stima della probabilità di fallimento su richiesta (PFD) delle diverse barriere.

Protection layer	PFD
Control loop	$1,0 \times 10^{-1}$
Human performance (trained, no stress)	$1,0 \times 10^{-2}$ to $1,0 \times 10^{-4}$
Human performance (under stress)	0,5 to 1,0
Operator response to alarms	$1,0 \times 10^{-1}$
Vessel pressure rating above maximum challenge from internal and external pressure sources	10^{-4} or better, if vessel integrity is maintained (that is, corrosion is understood, inspections and maintenance is performed on schedule)

Figura 9. PFD delle barriere

Il sistema di controllo della pressione della fase gas viene riguardato dalla figura 9 come "*control loop*". Ad esso corrisponde una $PFD = 1,0 \times 10^{-1}$. Ciò significa che da tale sistema ci si aspetta un fallimento ogni dieci richieste avanzate dal processo:

$$PFD_{BPCS} = 0,1 \quad (2)$$

Il sistema di monitoraggio, caratterizzato dal rinvio del segnale di allarme (trip alarm) in sala controllo, viene riguardato come "*operator response to alarms*". Ad esso corrisponde una $PFD = 1,0 \times 10^{-1}$. Ciò significa che anche da tale sistema ci si aspetta un fallimento ogni dieci richieste avanzate dal processo:

$$PFD_{alarm} = 0,1 \quad (3)$$

8. PFD_{sis}

Per interrompere la sequenza incidentale, occorre adottare diversi livelli di protezione indipendenti (IPL). Oltre ai livelli di controllo ordinario del processo (process control layer) e di monitoraggio, l'IEC 61511 prevede l'adozione di un sistema strumentale di sicurezza (SIS), idoneo a riportare il processo in condizioni di sicurezza in caso di:

- malfunzionamento del sistema basico di controllo;
- mancata o tardiva reazione dell'operatore in sala controllo.

I sistemi strumentali di sicurezza (SIS) sono sistemi elettrici, elettronici o elettronico-programmabili (E/E/EP) il cui standard, l'IEC 61508, richiede sempre piena evidenza della PFD. L'IEC 61508 mette in relazione la PFD del sistema di sicurezza con il suo livello di affidabilità: quanto maggiore è il livello di affidabilità del sistema, tanto minore è la probabilità di un suo fallimento su richiesta. Nota la PFD del sistema di sicurezza, l'IEC 61508 consente di risalire facilmente al livello di integrità della sicurezza del sistema (Safety Integrity Level, SIL).

PFD	SIL
$0,01 < PFD \leq 0,1$	1
$0,001 < PFD \leq 0,01$	2
$0,0001 < PFD \leq 0,001$	3

Tabella 1. PFD vs SIL

Il team avanza un'ipotesi di lavoro, supponendo che il processo richieda un sistema strumentale caratterizzato da SIL 2. Dalla tabella, si ricava per il SIS un valore della PFD uguale a 0,01:

$$PFD_{SIS} = 0,01 \quad (4)$$

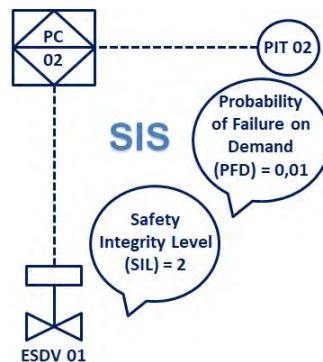


Figura 10. PFD_{SIS}

9. LOPA spreadsheet

Tutte le considerazioni tecniche fin qui sviluppate, sono evidenziate dal team in un foglio di lavoro, meglio noto come "LOPA spreadsheet". Il foglio di lavoro si presenta come un sinottico, strutturato in modo tale da facilitare l'applicazione dell'albero degli eventi al caso in esame.

description of the initiating cause	frequency of occurrence of the initiating cause f_0 (per year)	consequence	IPL	PFD	frequency of occurrence of the scenario $f_{scenario}$ (per year)
LV01 fails closed (stuck closed)	1×10^{-2}	overpressure of V-01	1) Basic Process Control System (BPCS)	0,1	?
			2) ALARM System	0,1	
			3) Safety Instrumented System (SIS)	0,01	

Figura 11. LOPA spreadsheet

Il foglio di lavoro sottolinea che, al momento, è incognita la frequenza di accadimento dello scenario incidentale. Ai fini del calcolo della frequenza di accadimento dello scenario, il team decide di adottare la tecnica nota come Event Tree Analysis (ETA). L'ETA segue un percorso logico al fine di evidenziare tutte le conseguenze derivanti dal guasto della valvola "LV-01", che si suppone bloccata in chiusura. La tecnica si snoda secondo una struttura ad albero le cui diramazioni portano allo scenario

incidentale oppure a quasi incidenti (near miss). A ogni ramo, il team associa una probabilità di fallimento che corrisponde a una delle PFD che l'IEC 61511 ha consentito di stimare.

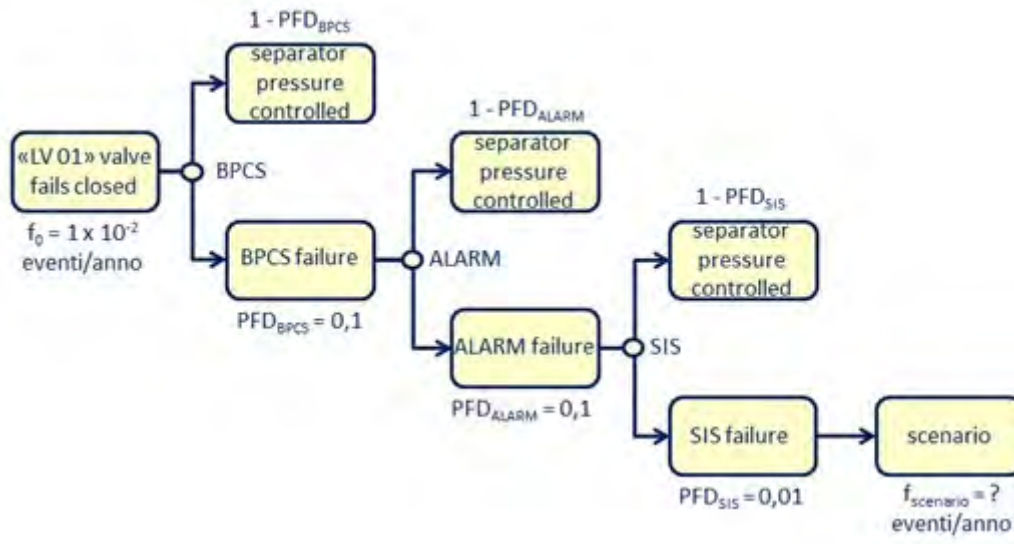


Figura 12. Event Tree Analysis

L'albero degli eventi presenta lo scenario incidentale come esito di una processione di fallimenti che, in sequenza, coinvolge:

- il sistema di controllo della pressione della fase gas ($PFD_{BPCS} = 0,1$);
- il sistema di monitoraggio ($PFD_{ALARM} = 0,1$);
- il sistema strumentale di sicurezza ($PFD_{SIS} = 0,01$).

La frequenza di accadimento dello scenario si ottiene moltiplicando la frequenza di accadimento dell'evento iniziatore (f_0) per le PFD delle tre barriere adottate:

$$f_{scenario} \left[\frac{\text{eventi}}{\text{anno}} \right] = f_0 \left[\frac{\text{eventi}}{\text{anno}} \right] \times PFD_{BPCS} \times PFD_{alarm} \times PFD_{SIS} \quad (5)$$

$$f_{scenario} \left[\frac{\text{eventi}}{\text{anno}} \right] = 1 \times 10^{-2} \left[\frac{\text{eventi}}{\text{anno}} \right] \times 0,1 \times 0,1 \times 0,01 \quad (6)$$

$$f_{scenario} \left[\frac{\text{eventi}}{\text{anno}} \right] = 1 \times 10^{-6} \quad (7)$$

A questo punto, al team HazOp non resta che il controllo finale, mirato a stabilire l'accettabilità del rischio di processo.

10. Accettabilità del rischio di processo

Il d.m. 9 maggio 2001 stabilisce i requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate dalla presenza di stabilimenti a rischio di incidente rilevante. L'obiettivo del decreto è il conseguimento della compatibilità territoriale in caso di presenza sul territorio di industrie ad alto rischio. Tale compatibilità è determinata in funzione della gravità delle conseguenze sulla salute e sicurezza delle persone rispetto alla classe di frequenza di accadimento

fissata per ciascuna categoria territoriale. Il decreto introduce sei categorie territoriali, individuate rispettivamente dalle prime sei lettere dell'alfabeto.

Ciascuna categoria è compiutamente definita in termini di magnitudo:

- lesioni reversibili, quale come peggiore conseguenza per la categoria A;
- lesioni irreversibili, come peggiore conseguenza per la categoria B;
- decesso di una persona, quale peggiore conseguenza per la categoria C;
- decesso di più persone, come peggiore conseguenza per la categoria D.

Poiché il decesso di più persone è, in genere, la conseguenza di un incidente rilevante, il team HazOp prende in esame la categoria territoriale D, le cui peculiarità possono essere così riassunte:

- aree a destinazione prevalentemente residenziale, con indice di edificabilità fondiaria compreso tra 1,0 e 0,5 m³/m²;
- località soggette a notevole affollamento, con frequentazione al massimo mensile come, ad esempio, fiere e cimiteri.

Alla categoria territoriale D, il d.m. 9 maggio 2001 associa le seguenti classi di frequenza di accadimento dei "Top Events", cioè degli scenari incidentali derivanti da incidenti rilevanti.

effetti su salute e sicurezza	frequenza di accadimento degli scenari (eventi/anno)
lesioni reversibili	$1 \times 10^{-3} < f_{\text{scenario}}$
lesioni irreversibili	$1 \times 10^{-4} < f_{\text{scenario}} \leq 1 \times 10^{-3}$
inizio letalità	$1 \times 10^{-6} < f_{\text{scenario}} \leq 1 \times 10^{-4}$
elevata letalità	$f_{\text{scenario}} \leq 1 \times 10^{-6}$

Tabella 2. Categoria territoriale D

Il decreto non lascia spazio a dubbi: qualora lo scenario abbia in esito il decesso di più persone (elevata letalità), la frequenza di accadimento tollerabile dello scenario deve essere non superiore a 1×10^{-6} eventi/anno in zona D.

Il decreto privilegia la riduzione del rischio di processo che si consegue mediante la riduzione della frequenza di accadimento dell'evento incidentale, non considerando percorribile la riduzione del rischio che deriva dalla mitigazione della gravità delle conseguenze.

In questo senso, il decreto è in linea con il metodo LOPA la cui finalità consiste nel ridurre il rischio di processo adottando:

- barriere di prevenzione come, per esempio:
 - barriere attive (BPCS, allarme);
 - barriere funzionali (sistemi strumentali di sicurezza).

Il team HazOp conclude il proprio lavoro evidenziando che, nel caso in esame, risulta:

$$f_{\text{scenario}} = 1 \times 10^{-6} \left| \frac{\text{eventi}}{\text{anno}} \right| = f_{\text{tolerable risk}} \quad (8)$$

11. Conclusioni

Molte industrie petrolchimiche presentano un rischio rilevante per le persone e l'ambiente. Ciò è dovuto all'utilizzo di sostanze pericolose e all'adozione di processi in pressione che possono sfociare in rilasci di sostanze tossiche, incendi o esplosioni. L'importanza dei sistemi strumentali di sicurezza (SIS) in questo settore deriva dal valore aggiunto che essi apportano. I SIS contribuiscono a ridurre efficacemente i rischi all'interno e intorno al sito, garantendo un livello di rischio accettabile per le persone e l'ambiente.

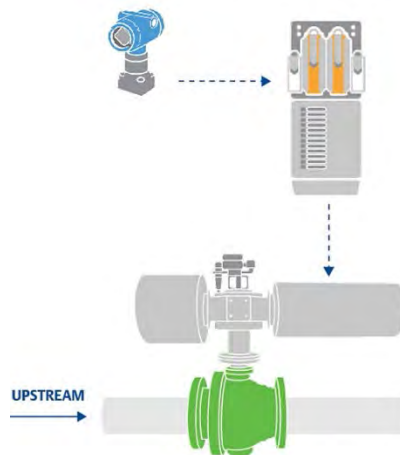


Figura 13. Sistema strumentale di sicurezza

Lo scopo dei sistemi strumentali di sicurezza consiste sostanzialmente nel riportare il processo in uno stato sicuro. Purtroppo, in caso di richiesta da parte del processo, il loro fallimento non può mai essere mai completamente escluso.

Per questo motivo, è importante:

- esaminare tutte le possibili conseguenze di un evento iniziatore;
- adottare comunque misure di mitigazione della magnitudo in modo che, in caso di incidente, lo scenario possa essere gestito limitandone gli effetti dannosi per la popolazione residente e l'ambiente circostante.

Bibliografia

[1] CEI IEC 61882 "Hazard and Operability Studies – Application Guide" - First Edition 2001.

[2] BS IEC 61511-3: 2003: "Functional Safety - Safety instrumented systems for the process industry sector" – Part 3: "Guidance for the determination of the required safety integrity levels".

[3] Fullwood Ralph R. "Probabilistic safety assessment in the chemical and nuclear industry" – Butterworth & Heinemann, Boston – ISBN 0-7506-7208-0.

Studio di un sistema di “manutenzione predittiva” dei componenti di caldaia di una centrale elettrica alimentata da biomassa combustibile

G. De Gennaro¹, D. Sallustio¹, F. Mele², A. Cocchiaro³

¹Inail – Uot di Bari

²Agripower SpA

³Consulente Agripower S.p.A.

Abstract

La centrale a biomassa di Sant’Agata di Puglia, di proprietà della Agripower S.p.A., è un impianto di produzione di energia elettrica a biomassa combustibile di origine vegetale vergine rappresentata prevalentemente da paglia di cereali, principale sottoprodotto agricolo disponibile nel raggio di circa 100 Km, oltre che da potature arboree e altri residui agroforestali del territorio.

Il generatore di vapore è costituito da una caldaia a tubi d’acqua con tre passaggi fumi; nell’impianto si presentano importanti e frequenti fenomeni di corrosione nei surriscaldatori SH2 e SH3 presenti nella camera di combustione, con meccanismi molto complessi a causa della composizione chimica dei fumi di combustione delle biomasse utilizzate. Nonostante l’utilizzo di materiali notoriamente resistenti alla corrosione, quali l’INCONEL 625 e l’AISI 347, si riscontrano rotture impreviste, danneggiamenti con conseguenti fermi impianti non programmabili.

Il lavoro analizza le risultanze di uno studio relativo ad un sistema di «manutenzione predittiva» dei componenti della caldaia, sulla base di un approfondito studio di laboratorio inteso ad individuare i complessi meccanismi di corrosione e pervenire ad accorgimenti sulle modalità di conduzione, al fine di ridurre per quanto possibile le rotture delle serpentine e consentire una manutenzione in occasione delle sole fermate programmate.

Keywords: centrale termoelettrica a biomasse, manutenzione predittiva, corrosione.

1. Configurazione del generatore

La centrale a biomassa di Sant’Agata di Puglia è un impianto di recupero energetico da biomassa combustibile. È alimentato da biomassa solida di origine vegetale vergine rappresentata prevalentemente da paglia di cereali, principale sottoprodotto agricolo disponibile in provincia di Foggia, oltre che da potature arboree e altri residui agroforestali del territorio.

Il generatore di vapore è costituito da una caldaia a tubi d'acqua con tre passaggi fumi. A valle della caldaia è posto un recuperatore di calore con funzione di preriscaldatore dell'aria primaria di combustione.

Il materiale combustibile è alimentato sulla griglia vibrante di combustione. I fumi caldi scambiano con gli scambiatori SH2 posti nella parte sommitale del primo passaggio fumi. I fumi passano quindi nel secondo passaggio e, con flusso discendente, interessano lo scambiatore SH3.

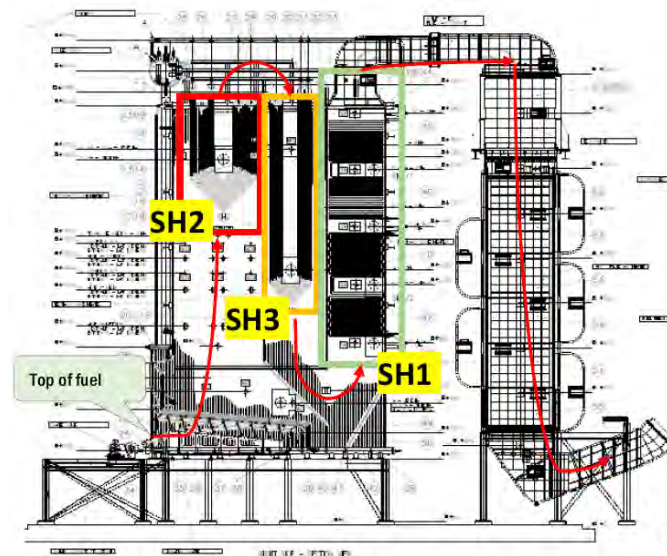


Figura 1. Sezione Generatore di calore

La temperatura e tipologia dei fumi e la temperatura del vapore, all'interno delle tubazioni, comportano problematiche di usura dei banchi surriscaldatori posizionati nei diversi giri fumi della caldaia con conseguente corrosione superficiale delle tubazioni. Tali problematiche determinano la necessità di interventi di manutenzione con sostituzione delle tubazioni che presentano riduzione di spessore spesso localizzate.

2. Il percorso dei fumi

I passaggi in caldaia dei fumi sono direttamente consecutivi alla camera di combustione. Nei passaggi i fumi sono raffreddati per scambio termico radiante e convettivo con il circuito acqua/vapore della caldaia.

I passaggi fumi sono quattro, a sviluppo verticale. I primi tre hanno le pareti costituite da tubi di scambio (vaporizzatori), saldati tra loro tramite alette per la tenuta.

Il primo passaggio è costituito da una camera realizzata con pareti membranate all'interno della quale è collocato lo scambiatore SH2. Il secondo passaggio, in aggiunta alle pareti membranate, è equipaggiato con ulteriori scambiatori a "pannelli", sospesi (surriscaldatori SH3). Nel terzo passaggio fumi trovano posto gli scambiatori SH1.

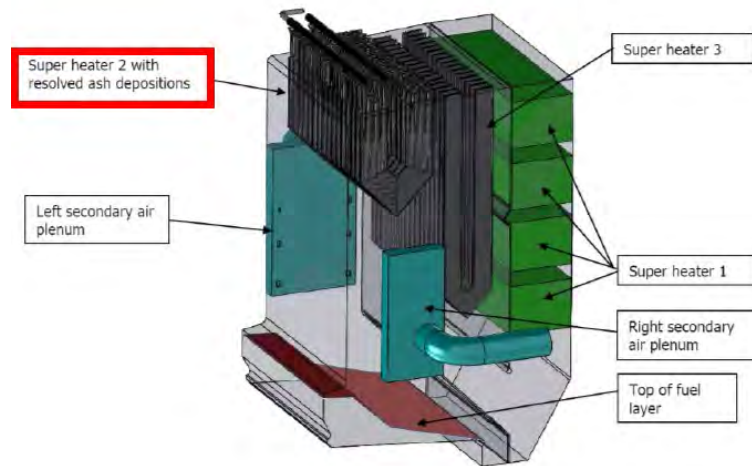


Figura 2. Posizione Surriscaldatori

3. Problematiche riscontrate

Nell'impianto a biomasse di Sant'Agata in Puglia avvengono fenomeni di corrosione periodici negli scambiatori di calore presenti nella camera di combustione, con particolare riferimento ai superheater SH2 e SH3. Queste rotture impreviste causano guasti e fermi impianto fuori dall'attività di manutenzione ordinaria (prevista una volta l'anno). È emersa così la necessità di avviare la progettazione di un sistema di «manutenzione predittiva» dei componenti della caldaia al fine di prevedere le rotture di tubi e serpentine e concentrare gli eventuali interventi di manutenzione nell'unico momento di fermo impianto «recurrent» nel mese di Maggio. L'analisi presentata è relativa agli scambiatori SH2.

4. Obiettivi del progetto

Gli obiettivi perseguiti dal progetto sviluppato sono:

- Mappatura dei processi, sistemi e flusso dati concernenti l'impianto e la camera di combustione
- Analisi delle correlazioni tra le rotture e altri parametri come la temperatura, la vita utile e lo spessore del tubo, la chimica di processo (es. ciclo di Cl_2) mediante il prelievo di provini dagli scambiatori SH2 e l'analisi dei meccanismi di corrosione
- Stima della vita media utile dei tubi e stima delle sostituzioni preventive (per fermata di maggio 2021)
- Identificazione delle azioni da svolgere sulla base dei risultati delle analisi chimiche e sulla base delle considerazioni del progetto
- Mappatura degli attuali sensori ed eventuale scouting di sensoristica più adatta a raccogliere i dati in camera di combustione (T, H, Cl, K, etc..)

5. Risultati e benefici

I risultati ottenuti dal progetto possono essere riassunti in:

- Previsione delle rotture dei componenti e degli interventi di manutenzione nell'unica fermata di manutenzione programmata
- Riduzione dei costi legati alla mancata produzione e agli interventi di manutenzione straordinaria
- Miglioramento dei processi di manutenzione
- Nuovo sistema di manutenzione in chiave predittiva relativa alle componenti primarie e secondarie delle caldaie

6. Descrizione SH2 ed area di prelievo campioni

Il surriscaldatore SH2 è realizzato con tubazioni ripiegate a formare una V. I collettori sono esterni alla caldaia. Lo scambiatore è costituito da 16 serpentine sospese dall'alto. Le serpentine sono numerate da 1 a 16 da sinistra. Le tubazioni delle singole serpentine sono numerate da 1 a 48 dalla parete frontale verso la posteriore.

Le tubazioni sono realizzate in AISI 310 diam. 33,7 mm. sp. 5,0 mm.

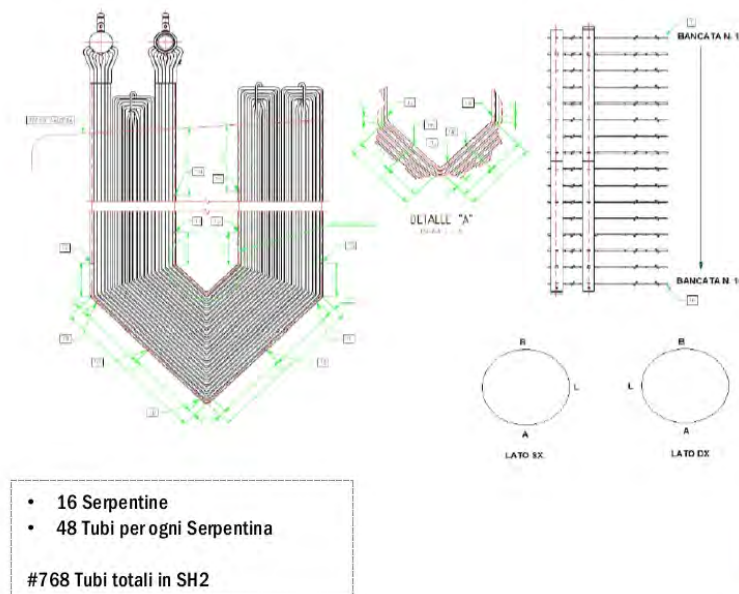


Figura 3. Dettaglio serpentine SH2

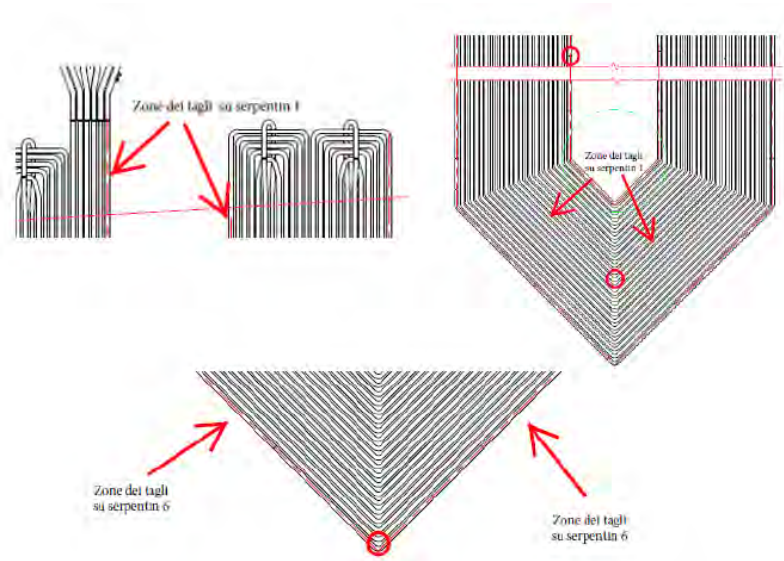


Figura 4. Area di campionamento provini

7. Analisi chimiche e processo di corrosione del metallo

Gli esami metallurgici di tutti i campioni di tubi hanno mostrato estesi attacchi di corrosione, tutti con un meccanismo simile (ossidazione attiva nota anche come corrosione da cloro).

Questo meccanismo di corrosione si verifica in atmosfere di gas di combustione da biomasse combustibili con cloruri e metalli alcalini, a temperature superiori a 400 °C.

Le velocità di corrosione attiva sono normalmente accettabili a temperature del metallo fino a circa 480 °C. Le velocità di corrosione sono aumentate ma ancora accettabili per temperature superficiali del metallo di 480-520 °C, mentre per temperature del metallo superiori a 520 °C, (con temperatura media di parete comunque entro i limiti di progetto della membratura) le velocità di corrosione sono aumentate esponenzialmente e sono risultate inaccettabilmente alte.

È stato riscontrato attraverso il confronto tra le misurazioni della temperatura superficiale del tubo e l'analisi CFD, che detta temperatura superficiale effettiva dell'acciaio potrebbe essere fino a qualche decina di gradi superiore e, come già detto, con temperatura media di parete, comunque, entro i limiti di progetto della membratura.

Deposito di KCl (e NaCl) dai fumi sui tubi SH

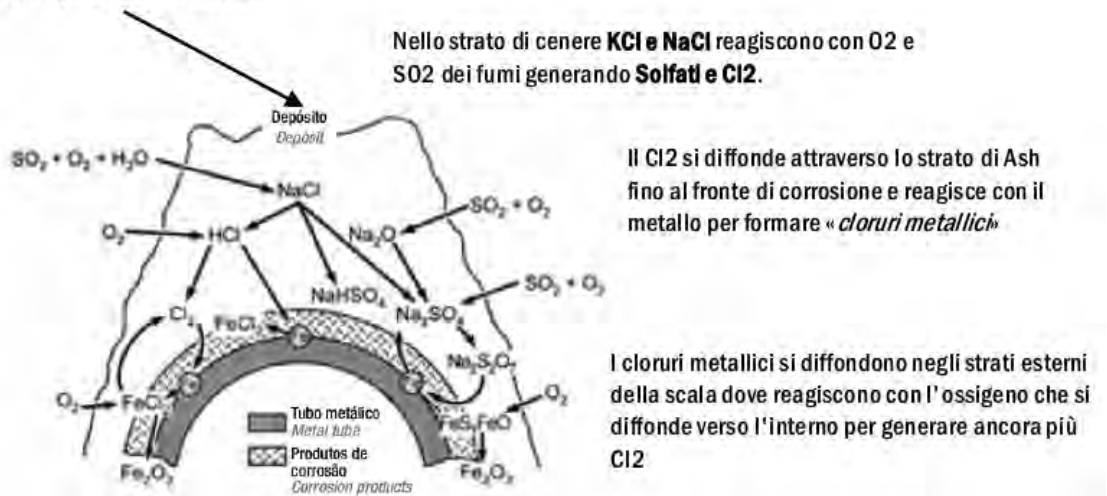


Figura 5. Processo ciclico, in cui Cl_2 dissolve sempre più metallo

Il processo è controllato o regolato dalla temperatura una volta che sono state depositate quantità sufficienti di cloruri alcalini.

Le condizioni che forniscono condizioni riducenti periodiche sulla superficie dei depositi possono modificare le reazioni che generano Cl_2 nei depositi e nelle incrostazioni, ma di per sé portano ad una maggiore porosità della scala e successivamente le velocità di corrosione aumenteranno quando viene ripristinato un surplus di ossigeno.

8. Analisi CFD (Computational Fluid Dynamic)

Sono state eseguite analisi computerizzate di fluidodinamica della combustione per determinare la distribuzione di temperatura nelle diverse sezioni dello scambiatore SH2.

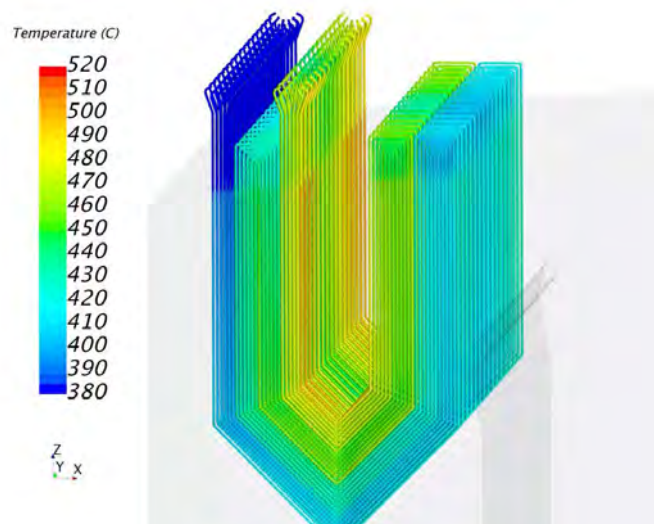


Figura 6. Distribuzione della temperatura di pelle

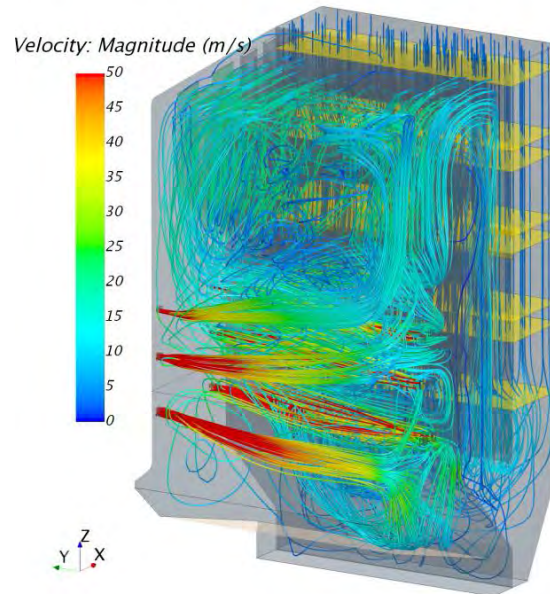


Figura 7. Flussi di aria dagli ugelli di sinistra con relativa velocità

Dalle analisi svolte risulta che la temperatura dei fumi nella camera di combustione, nella parte inferiore di SH2, risulta essere di circa 1.100-1.200 °C e di circa 1.000 °C dopo SH2 e la temperatura dei fumi nel secondo passo è di circa 780 °C. Risulta inoltre che il tubo interno dell'SH2 (nelle posizioni 24 e 25 di ogni serpentino) è notevolmente più caldo (520 °C) rispetto ai 5 tubi adiacenti (490-500 °C).

La temperatura dell'acciaio ottenuta nel CFD è superiore alle temperature operative registrate. Ciò è molto probabilmente dovuto alla mancanza di raffreddamento dell'ambiente circostante nella «zona morta». Anche la temperatura media operativa del vapore è prossima alle temperature massime registrate dalla sonda indicando che le sonde non misurano la temperatura reale del vapore, ma la sottovalutano.

C'è una distribuzione irregolare della temperatura massima della camera d'aria tra le 16 file di serpentine; più caldo nelle serpentine 1-5 e 11-16. La velocità dell'aria secondaria è molto elevata, con un massimo al centro degli ugelli superiore a 150 m/s su una media di 90-100 m/s. Le linee di flusso d'aria secondarie indicano che c'è un flusso d'aria che scende verso lo strato di combustibile ai lati e può causare il sollevamento di cenere e materiale incombusto dalla griglia. Può trasportare particelle dalla zona di combustione alle superfici SH2.

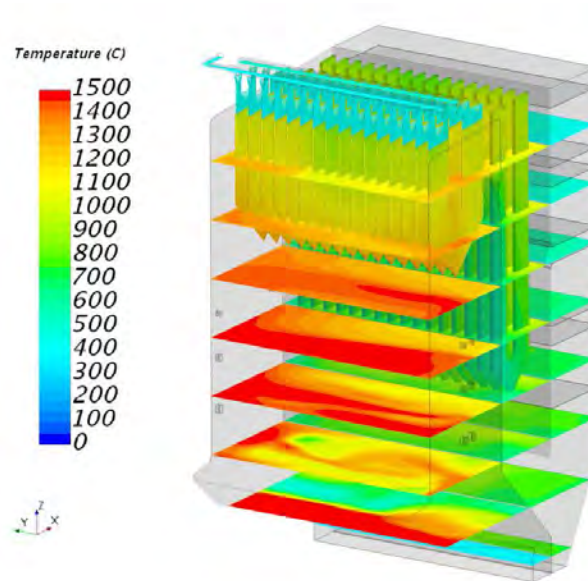


Figura 8. Distribuzione della temperatura a diverse quote

Se il flusso d'aria primaria non viene ridotto durante la vibrazione della griglia, il combustibile può essere rilasciato dalla griglia e le correnti d'aria secondarie più grandi possono facilmente trasportare le particelle più in alto se vengono rilasciate. La materia non bruciata nella parte inferiore del secondo e terzo passaggio indica periodi con grandi quantità di materia incombusta. La concentrazione di ossigeno è completamente miscelata quando il gas di combustione raggiunge le superfici SH2 nella parte alta della caldaia e non diventa inferiore al 4% dopo questo punto. Tuttavia, se dalla griglia vengono trasportate grandi quantità di materiale, in concomitanza del suo scuotimento possono causare regioni magre di ossigeno locale.

9. Analisi chimiche del combustibile

Ulteriori analisi hanno riguardato la composizione chimica della paglia

Table 9. Selected results of straw analyses, in comparison with typical values for virgin straw, wheat, rye and barley cf. CEN/TS 14961:2005.

Parameter	basis	unit	typical*	2016					2017	
				A	B	C	D	E	1	2
Moisture	ar	%	-	13,8	9,8	12,1	13,6	11,1	9,4	12,8
Ash	d	%	5	10,2	12,4	9,4	9,9	14,0	8,8	9,9
Vol. matter	daf	%	-	80,6	79,7	79,5	80,0	81,2	79,3	78,8
Sulphur	d	%	0,1	0,076	0,064	0,098	0,089	0,084	0,074	0,13
Chlorine	d	%	0,4	0,38	0,37	0,37	0,56	0,38	0,53	0,69
Hydrogen	daf	%	6,3	6,1	6,1	6,2	6,4	6,4	6,1	6,1
Carbon	daf	%	49	49,5	48,7	48,8	47,7	48,4	48,4	48,7
Nitrogen	daf	%	0,5	0,52	0,54	0,55	0,60	0,48	0,53	0,59
GCV	ar	MJ/kg	-	14,88	15,00	15,45	15,12	14,62	15,80	15,12
NCV	ar	MJ/kg	-	13,51	13,71	14,08	13,70	13,28	14,47	13,76
NCV	d	MJ/kg	-	16,07	15,46	16,34	16,24	15,24	16,21	16,15
NCV	daf	MJ/kg	18,5	17,91	17,64	18,04	18,03	17,72	17,78	17,91
Ash fusibility										
DT		° C	-	1010	1120	1020	1020	1130	830	860
HT		° C	-	1240	1230	1220	1170	1220	1120	1140
FT		° C	-	1300	1320	1270	1220	1280	1310	1320
Major elements, fuel										
Si	d	g/kg	10	34	35	34	28	49	25	26
Al	d	g/kg	0,05	3,4	4,9	2,5	2,8	6,3	1,6	1,6
Fe	d	g/kg	0,1	1,5	2,3	1,2	1,4	3,0	0,85	0,92
Ca	d	g/kg	4	4,4	6,9	5,0	5,8	7,0	4,5	4,0
K	d	g/kg	10	8,2	7,6	7,0	10	6,8	14	16
Na	d	g/kg	0,5	1,9	2,4	2,4	3,3	3,0	1,3	2,1
Oxide elements, fuel ash										
SiO ₂	ia	%	-	65	61	63	64	71	55	55
Al ₂ O ₃	ia	%	-	5,9	8,3	4,7	5,1	8,9	2,8	2,7
Fe ₂ O ₃	ia	%	-	2,0	2,7	1,6	1,9	3,2	1,1	1,2
CaO	ia	%	-	6,8	8,7	8,1	8,1	7,2	6,9	4,9
K ₂ O	ia	%	-	10	7,7	8,7	12	5,9	17	17
Na ₂ O	ia	%	-	2,5	2,4	2,9	3,5	3,0	1,6	2,5

ar = as received basis, d = dry basis, daf = dry and ash free basis, ia = in ash, GCV = Gross Calorific Value, NCV = Net Calorific Value. * Cf. CEN/TS 14961:2005.

Figura 9. Risultati delle analisi eseguite sulla paglia

È possibile osservare una correlazione tra Ash Fly e il contenuto di Si e Al e DT (deformation temperature): maggiore è la quantità di cenere, maggiore è il contenuto di Si, Al e DT. Si e Al sono componenti tipici del suolo.

I valori di Ash Fly elevati possono essere dovuti a due aspetti principali.

- Il metodo di raccolta in campo (ranghinatura (*)) della paglia; il ranghinatore va troppo in profondità nel terreno.
- Le condizioni meteorologiche (pioggia e vento) avverse che condizionano l'operatività della campagna raccolta paglia.

(*) la ranghinatura è un'operazione svolta nell'ambito della fienagione che consiste nella movimentazione del foraggio sfalciato allo scopo di raccoglierlo in cumuli longitudinali detti andane. Si esegue con macchine agricole che surrogano meccanicamente l'uso manuale del rastrello.

10. Misurazione delle temperature

Le temperature in camera di combustione sono state rilevate in continuo durante l'esercizio con termocoppie di tipo K a diverse quote.

11. Rilievo dei dati storici delle rotture per ogni serpentina

Il rilievo dei dati di funzionamento e degli eventi di danneggiamento o rottura è stato eseguito analizzando i dati storici nel periodo temporale aprile 2017- febbraio 2021. La mappatura di eventi per tubo e serpentina ha consentito di raccogliere informazioni relativamente a 319 osservazioni/eventi identificati per Mese, Anno, #Serpentina, #Tubo.

È stata inoltre catalogata la probabile causa dell'evento: rotture, sostituzione per danneggiamento o sostituzione preventiva.

Altresì sono state eseguite elaborazioni e statistiche relativamente alle temperature degli skin point delle serpentine osservandone il profilo di temperatura, la media, massima, minima e varianza.

I dati estratti sono riassunti nelle tabelle successive.

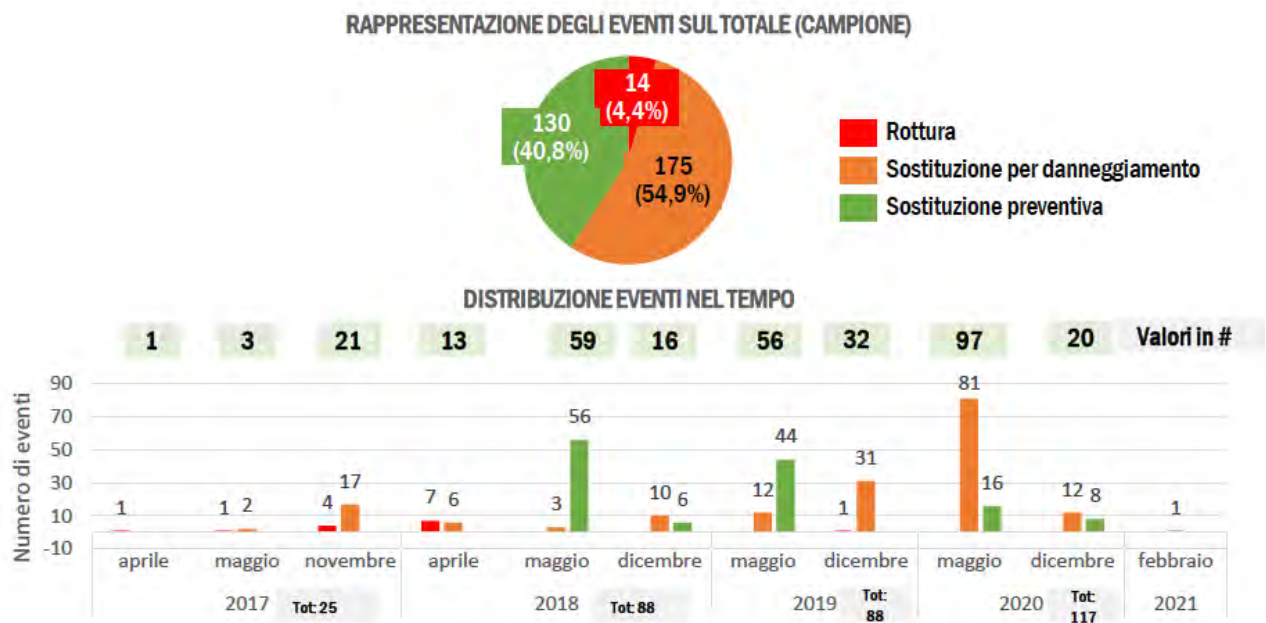


Figura 10. Rappresentazione temporale degli eventi di rottura

Si osserva un alto numero di sostituzioni per danneggiamento o rottura (~ 60% del totale) rilevato dopo ispezione visiva e controlli spessimetrici ed un alto numero di eventi di rottura/danneggiamento ogni anno (in trend crescente).

Il grafico successivo rappresenta le categorie di eventi accaduti in funzione dei 16 serpentini che compongono il banco SH2 e degli eventi occorsi a ciascuno dei 48 tubi che compongono ogni singolo serpentino.

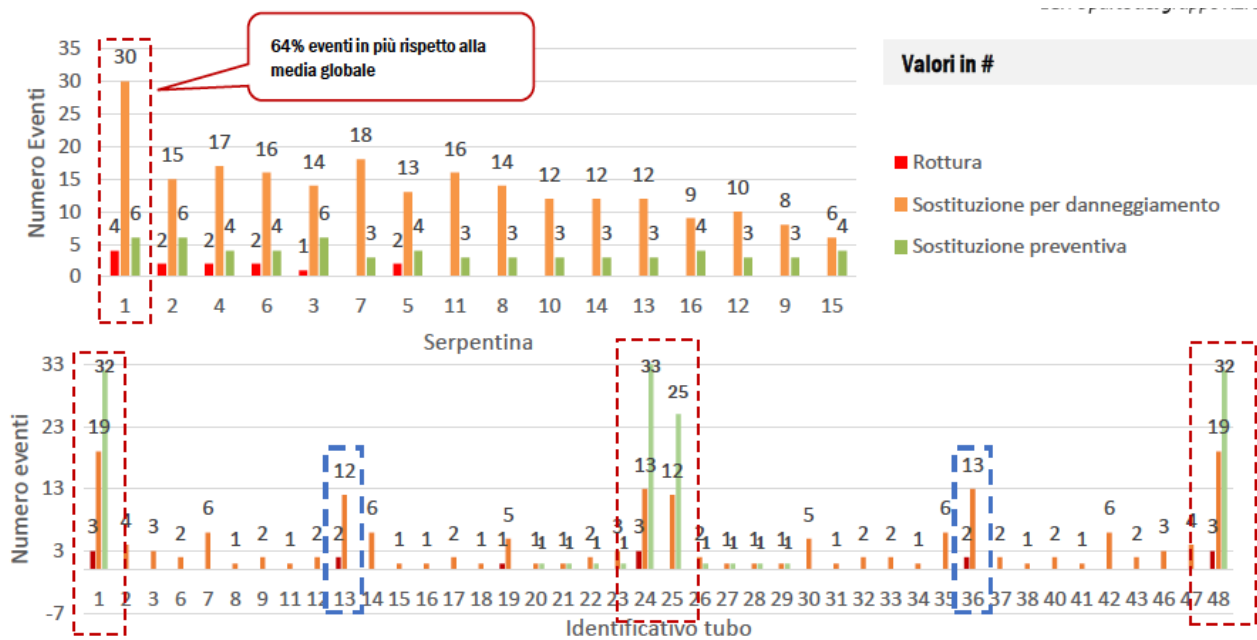


Figura 11. Distribuzione del numero di eventi per serpentina

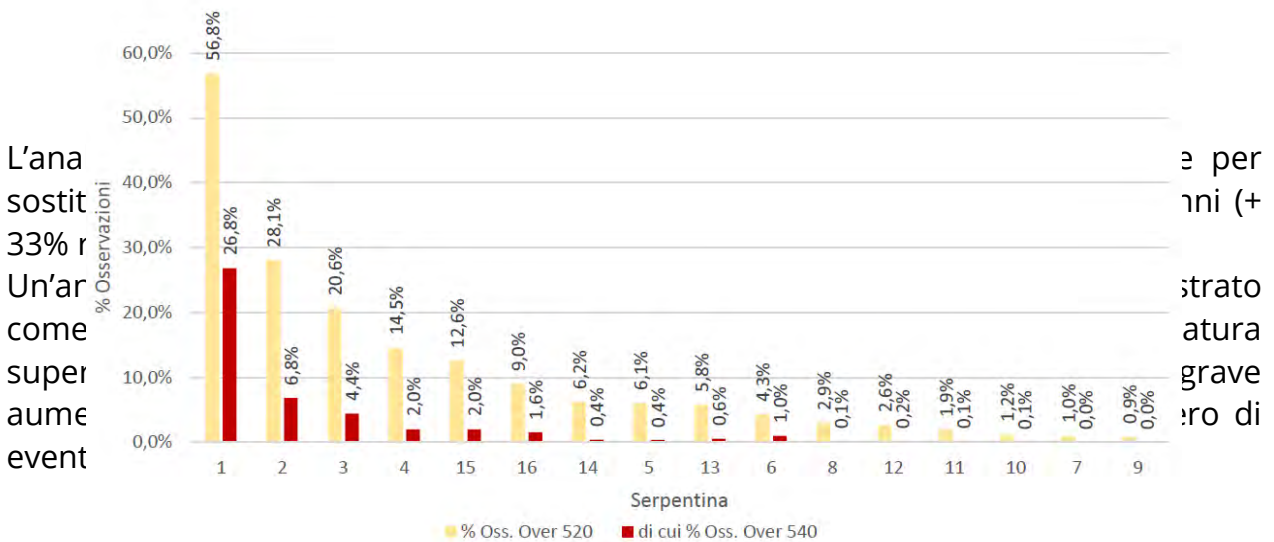
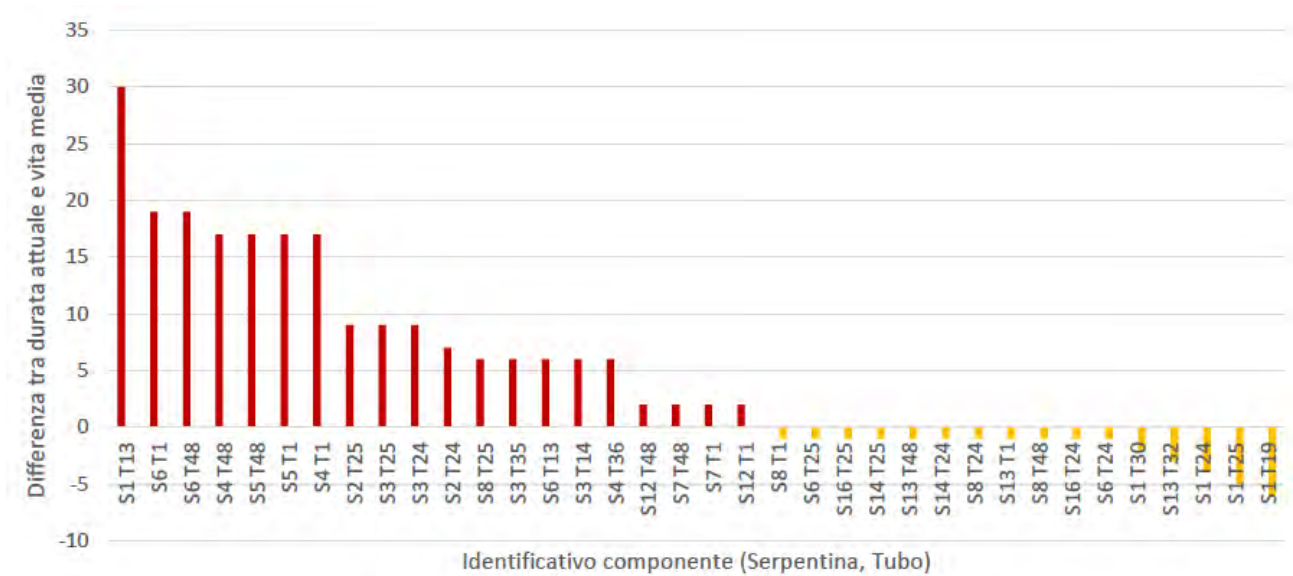
La serp. #1 ha un numero di eventi molto più elevato rispetto alle altre (%64 in più rispetto alla media)

- Le prime 9 serpentine nel grafico (esclusa la 1) hanno un numero di eventi leggermente maggiore rispetto alle altre (media 20 vs media 13)
- I tubi #1, 48, 24, 25 sembrano essere più esposti a deterioramento, seguiti da #13,36

Nel grafico successivo è rappresentata la differenza tra la durata dei componenti a Maggio 2021 e la sua vita utile nello storico degli eventi tracciati.

Le componenti con differenza più alta hanno un rischio più elevato di danneggiarsi fino alla fermata di Maggio 2021 (Differenza >0).

Le componenti con (Differenza > -12) sono a rischio danneggiamento entro Maggio 2022.



12. Conclusioni

Le analisi presentate hanno evidenziato che la serpentina 1 è maggiormente soggetta a corrosione (65% eventi in più rispetto a media Serpentine in SH2). La posizione delle restanti serpentine ha una leggera correlazione col numero di eventi di danneggiamento.

La posizione dei tubi all'interno delle serpentine è correlata al numero di danneggiamenti. In particolare, si distinguono:

- Tubi (1,48) e (24,25) Priorità 1
- Tubi (13,36) Priorità 2
- Tubi (7,42), (14,35), (19,30) Priorità 3

Considerando la vita utile dei tubi tra una sostituzione e un'altra si possono identificare potenziali componenti a rischio da attenzionare nelle fermate programmate.

Dall'analisi sulle temperature superficiali dei tubi, si nota come temperature elevate causino l'accelerazione del processo di corrosione e di conseguenza a danneggiamenti precoci dei componenti.

È noto che lo zolfo può impedire o ridurre la velocità di corrosione attiva se presente in quantità sufficiente nella parte più calda del flusso di gas di combustione. Lo zolfo potrebbe essere utilizzato con il combustibile o combustibile contenente zolfo co-bruciato o essere aggiunto nel gas di combustione tipicamente sopra gli ugelli dell'aria secondaria. Lo zolfo reagisce con i metalli alcalini nei fumi nel cosiddetto processo di solfatazione, alterando la chimica dei depositi sulle superfici dei tubi del surriscaldatore. Nel caso in cui il contenuto di zolfo sia troppo basso per avere una solfatazione sufficiente o nel caso in cui la temperatura dei fumi sia troppo alta nella parte superiore del passaggio del forno, KCl raggiungerà il secondo passaggio in quantità sufficienti per causare corrosione attiva anche qui se le temperature del metallo sono abbastanza alte. **A causa delle altissime temperature del metallo in SH2 e SH3, la temperatura sia il fattore più cruciale, che è necessario cambiare, per limitare la corrosione.**

Per ridurre le temperature caratteristiche della combustione di biomasse in uso nell'impianto, può essere una soluzione la co-combustione con combustibili ad alto contenuto di K. Il residuo di legname contiene meno Si e un po' più di K della paglia. Se si sceglie la co-combustione con scarti lavorazione di olive da produzione di olio d'oliva (olive cakes), è anche possibile che le temperature di fusione possano essere abbassate, poiché questi prodotti di scarto contengono spesso molto K rispetto al Si. I resti degli scarti di olive (olive cakes) possono anche contenere Ni, che quindi potrebbe non essere riciclabili come fertilizzante.

13. Action plan

Le principali azioni correttive da intraprendere possono essere:

1. I tubi (1,48) e (24,25) con priorità 1 verranno tutti sostituiti in maniera preventiva e massiva come da programma
2. I tubi (13,36) a Priorità 2 saranno sostituiti (da validare emissione contratto per approvvigionamento) con INCONEL invece che AISI (preventivato) considerato l'indice di rischio emerso dall'analisi. Nel caso di scarsità nella possibilità di approvvigionamento verrà data priorità alle serpentine con maggior numero di eventi di danneggiamento e con temperature più alte, descritte nell'analisi.
3. I tubi (19,30) con Priorità 3 saranno gestiti con la sostituzione preventiva dei tubi passando da AISI 310 ad AISI 347 (EN 10216-5 X7CrNiNb 18-10) come da programma.
4. I tubi (7,42) e (14,35) con Priorità 3 sono stati nel corso della loro vita utile sostituiti con materiale diverso, grazie al quale si sono ridotti i fenomeni di corrosione, per cui non si prevedono ulteriori azioni di sostituzione. Pertanto, verranno solo attenzionati nell'ispezione visiva durante la prossima fermata.

14. Bibliografia

- [1] Tania Cerquitelli, Massimo Ippolito, Enrico Macii, Sotirios Makris - Predictive Maintenance in Smart Factories, 2021
- [2] Analisi esplorativa preliminare fermate impianto a biomasse di sant'Agata, LGH Gruppo A2A
- [3] Dr. E.C. Fitch - Proactive Maintenance for Mechanical Systems, 2013
- [4] M. Shahidehpour, M. Marwali - Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems. 2012
- [5] Rapporto CISE-SCC-94-95. Stato dell'arte sul problema della corrosione ad alta temperatura negli inceneritori.

Gestione del rischio nell'ambito portuale

C. Piccolo¹, M.M. La Veglia², N.N. Pagano³, M. Affinita³, J. Pardi⁴, D. Salzano⁵

¹ Inail - Uot di Avelino

² Direzione Regionale Campania Vigili del Fuoco

³ Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Centrale

⁴ Energas s.p.a.

⁵ Workin'626 s.r.l.

Abstract

La tragedia del crollo della "Torre piloti" del porto di Genova del 2013 [1] ha evidenziato la "criticità di posizionamento" di alcune strutture in ambito portuale in relazione al transito di mezzi navali ed al rischio indiretto da eventuali urti e crolli di strutture in pressione con i conseguenti danni da incendio e esplosione.

Nel presente studio si procederà preliminarmente ad un'analisi dello stato dell'arte del quadro normativo in ambito portuale in relazione ai disposti normativi di cui al D.Lgs. 81/08 ed alle normative specifiche di settore.

La gestione del rischio in ambito portuale ha sempre visto prima l'ex ISPESL e poi dal 2010 l'INAIL in prima linea mediante la partecipazione ai SOI Sistema Operativo Integrato sottoscritti per il tramite delle Prefetture già dagli anni 2007 per i Porti di Napoli, Genova, Ravenna, Venezia e Trieste e tutt'oggi ancora in essere in alcuni porti italiani.



Figura 1. Vista aerea del Porto di Genova: sulla sinistra gru portuali e serbatoi; sulla destra il punto nel quale era posizionata la Torre Piloti prima del crollo. [11]

Sulla base degli eventi incidentali e delle statistiche su eventi che hanno visto il coinvolgimento di strutture portuali nelle fasi di movimentazione e transito di navi e mezzi portuali, si analizzeranno le attività messe in essere per la protezione delle strutture stesse e per la definizione di attività di controllo e gestione dei movimenti portuali con i relativi regolamenti. Saranno analizzate in maniera specifica le attività svolte nel **Porto di Napoli** in relazione alla presenza della Darsena Petroli (alias Terminal Petrolifero) ed alla gestione del traffico portuale nell'area interessata. Si riporteranno altresì le modalità operative svolte dagli organi di controllo e gestione dei porti relativamente ad emergenze incendi o di altra natura.

Keywords: porto, incendio, navi.

1. Il quadro normativo nell' ambito portuale

La riforma operata dal cd. "Testo unico" della salute e sicurezza sul lavoro n.81/2008, ancora oggi, a distanza di oltre un decennio dalla sua entrata in vigore, non può dirsi, tuttavia, ancora completamente compiuta; infatti, il suo complesso mosaico disegnato dal legislatore, caratterizzato da molteplici sfumature, presenta diversi importanti tasselli mancanti. Infatti, ad una sua attenta lettura ci si accorge che, in effetti, non solo mancano all'appello diversi decreti attuativi ma anche alcuni importanti decreti di riordino e di coordinamento con i principi introdotti dal d.lgs. n.81/2008, della disciplina speciale prevista per quei settori che presentano alcune particolarità.

Invero, sotto tale profilo risulta particolarmente emblematico il caso dei settori marittimo e portuale; infatti, l'art. 3, c.2, del d.lgs. n.81/2008, prevede espressamente il riassetto della normativa contenuta nei d.lgs. n.271/1999 e n.272/1999, attraverso l'emanazione di nuovi provvedimenti di aggiornamento ma, malgrado diverse proroghe, ciò non è ancora avvenuto; le cause sono molteplici, ma l'elemento fondamentale è che, attualmente, la tutela della salute e della sicurezza delle lavoratrici e dei lavoratori operanti in ambito marittimo – portuale poggia ancora le sue basi su un regime provvisorio, in cui le disposizioni contenute nel d.lgs. n.81/2008, hanno carattere generale e trovano, quindi, applicazione anche in tali settori, ma "convivono" senza un adeguato coordinamento con i già citati d.lgs. n.271/1999 e n.272/1999, generando così non poche criticità applicative per gli operatori.

Peraltro, tutto ciò è complicato anche da una normativa generale particolare che, per il lavoro a bordo delle navi, risente della bandiera battente e, malgrado i notevoli passi in avanti compiuti sulla complicata strada dell'uniformazione internazionale attraverso la ratifica, anche da parte dell'Italia, della Maritime Labour Convention 2006 dell'ILO, presenta ancora molteplici zone d'ombra; nemmeno la disciplina della legge 28 gennaio 1994, n. 84, che ha operato il riordino della legislazione in materia portuale, consente di superare le tante criticità presenti.

Eppure, si tratta di settori che compongono la trainante economia del mare – che nel nostro Paese ha segnato nel corso dell'ultimo decennio una notevole crescita – ma che, specie per quanto riguarda quello portuale, fa rilevare un trend infortunistico preoccupante in quanto si registra l'esposizione dei lavoratori e delle lavoratrici a notevoli rischi, di cui una categoria particolarmente significativa è rappresentata da quelli di natura interferenziale.

Il porto costituisce, infatti, un particolare "teatro" lavorativo, dove sono numerosi gli attori e le variabili, anche ambientali, in gioco; inoltre, sono molteplici i fattori rispetto ai quali l'attuale sistema normativo appare ormai inadeguato: forte interazione uomo-macchina-strutture, alto carico organizzativo, frammentazione delle attività tra più soggetti, alta intensità del lavoro umano, elevati ritmi e intensità dei processi, sono solo alcuni degli elementi critici che caratterizzano lo scenario portuale, in cui la valutazione e la gestione dei rischi da interferenze, anche cd. "esterni", hanno una rilevanza fondamentale ai fini della predisposizione delle adeguate misure di prevenzione e protezione, anche per quanto riguarda la protezione della popolazione e dell'ambiente in caso d'incidenti provocati da incendi, esplosioni e danneggiamenti di strutture, attrezzature e apparecchi a pressione durante le attività di carico e scarico delle navi.

Per tali motivi, quindi, appare fortemente auspicabile l'intervento del legislatore, attraverso un riassetto organico della disciplina in materia; sotto tale profilo va rilevato che nel mese di febbraio del 2023 presso il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti è stato avviato un tavolo tecnico sulla sicurezza del lavoro in ambito portuale: la speranza è che possa portare, in tempi brevi, buoni frutti attraverso un disciplina basata su soluzioni normative condivise chiare e di agevole applicazione, che favorisca anche un maggiore dialogo tra i diversi soggetti coinvolti all'interno del sistema portuale e introduca un modello specifico avanzato per la gestione delle dei rischi da interferenze.

2. La gestione della sicurezza in ambito portuale

2.1 Premessa

Al fine di analizzare le modalità operative e gestionali della sicurezza nei porti si riportano di seguito alcuni riferimenti normativi e procedurali con specifico riferimento ai compiti delle Autorità Marittime e Portuali nonché a quanto indicato nei Codici di Navigazione e dei Regolamenti Portuali.

2.2 L' autorità marittima

Compiti dell'Autorità Marittima, tra gli altri, sono la salvaguardia della vita umana, la sicurezza della navigazione, la tutela dell'ambiente. Particolare rilievo assume l'amministrazione diretta della navigazione svolta dal Ministero dei Trasporti e dal Comando Generale delle Capitanerie di Porto fondamentale organo dell'amministrazione marittima. In rapporto alla **sicurezza della navigazione** il Corpo delle Capitanerie svolge attività sia nell'ambito della cd. safety sia nell'ambito

della cd. security, intendendosi con la prima quell'attività tesa a far rispettare l'insieme delle norme tecniche finalizzate a tutelare la nave contro i rischi della navigazione, mentre con la seconda quell'attività volta a prevenire ed a combattere minacce di stampo terroristico.

Nell'ottica della safety, di primaria importanza il Vessel Traffic Service (VTS) che consiste in un sistema altamente tecnologico, gestito da personale delle Capitanerie, teso a garantire una maggiore sicurezza del traffico marittimo, agevolare la navigazione, favorire gli interventi in caso di incidenti o pericoli e prevenire fenomeni di inquinamento marino.

In virtù di questo sistema l'Autorità Marittima è in grado di fornire dati, informazioni, assistenza e servizi idonei a **mantenere la sicurezza nei porti** e nelle acque territoriali ed extraterritoriali di interesse dello Stato. Tali obiettivi sono perseguiti tramite il monitoraggio continuo delle zone di mare interessate, grazie all'utilizzo di particolari attrezzature radar, radiogoniometri, ricetrasmittitori e telecamere i cui segnali vengono ricevuti dai centri di controllo normalmente ubicati presso le strutture operative delle Capitanerie di Porto.

Tramite il Comando Generale delle Capitanerie di Porto vengono anche svolte attività di polizia tecnico-amministrativa marittima, comprendenti la disciplina della navigazione e la regolamentazione di tutti gli eventi che si verificano negli spazi marittimi soggetti alla sovranità statale, il controllo del traffico marittimo, la manovra delle navi, la sicurezza nei porti, le inchieste sui sinistri marittimi, i collaudi e le ispezioni periodiche dei depositi costieri e di altri impianti potenzialmente pericolosi.

2.3 L' Autorità di Sistema Portuale

Nel considerare il sistema delle infrastrutture portuali un posto di preminente rilievo va riservato alle Autorità di Sistema Portuale (ex Autorità Portuali) il cui ruolo, complesso ed articolato, costituisce il nucleo fondamentale da cui si diparte l'organizzazione portuale.

La legge n. 84/94 ha individuato una serie di porti (e, precisamente, i porti di I e II classe della 2° categoria) in relazione ai quali è contemplata l'istituzione di Autorità di Sistema Portuale, ente dotato di personalità giuridica di diritto pubblico e soggetto a vigilanza ministeriale. [8]

A tale ente sono state attribuite numerose funzioni, alcune delle quali in precedenza svolte dall'Autorità Marittima (che, peraltro, negli altri porti minori continua ad operare in esclusiva), tra cui si possono in via generale ricordare principalmente le seguenti:

- a) indirizzo, programmazione, coordinamento, promozione e controllo delle operazioni portuali e delle altre attività commerciali ed industriali esercitate nei porti, con poteri di regolamentazione e di ordinanza, anche in riferimento alla sicurezza rispetto a rischi connessi a tali attività. In particolare la pianificazione e redazione della "Programmazione e realizzazione delle opere portuali. Piano regolatore di sistema portuale e piano regolatore portuale" (cfr. art.6 l. 84/94).

- b) manutenzione ordinaria e straordinaria delle parti comuni nell'ambito portuale, ivi compreso il mantenimento dei fondali.
- c) affidamento e controllo delle attività dirette alla fornitura agli utenti a titolo oneroso di servizi di interesse generale, non coincidenti, né strettamente connessi alle operazioni portuali.

2.4 Codici e regolamenti

Codice della Navigazione e Regolamento di sicurezza e dei servizi marittimi dei Porti (consultabili sui siti dell'Autorità Portuale) sono alla base delle attività per il controllo della sicurezza sia a livello delle infrastrutture, sia a livello di procedure che di evoluzione che, come visto, risultano di competenza dell'Autorità Portuale e dell'Autorità Marittima secondo i limiti operativi e normativi istituzionali.

2.5 Vigilanza e controllo

Il compito, pertanto, di garantire l'applicazione ed il rispetto del Codice della Navigazione e del Regolamento Portuale risulta in capo agli organi preposti (Autorità Portuale ed Autorità Marittima) che solo attraverso un'azione di monitoraggio, condivisione delle informazioni e sorveglianza attiva e costante delle figure coinvolte (armatori, comandanti, piloti, rimorchiatori) può minimizzare ed addirittura rendere impossibile il realizzarsi di eventi incidentali. Concetti sostanziali che sono alla base della **Gestione della Sicurezza** in ogni ambito portuale. Non ultimo si vuole evidenziare il ruolo dei Piloti e dei Rimorchiatori nell'ambito dell'attuazione in sicurezza delle modalità operative definite dai Regolamenti e definiti anche "custodi della sicurezza" all'interno del Porto in relazione alla conoscenza delle specificità ad esso connessi con i relativi "rischi" presenti.

Concetto, peraltro, di conoscenza e professionalità già ripreso a conclusione della Linea Guida dell'Inail del 2018 **Gli infortuni dei lavoratori del mare**. [6]

Indipendentemente dai rischi specifici connessi alle attività portuali, vi sono alcuni rischi 'trasversali' cui sono esposti sia i lavoratori che i passeggeri, quali ad esempio: collisione, naufragio e incendio. Tale fattispecie di rischi attiene alla disciplina della sicurezza della navigazione.

L'area tematica della sicurezza della navigazione ha notevoli collegamenti con la prevenzione e la sicurezza del lavoro. La presenza di questi rischi nelle navi è l'elemento costitutivo stesso dei compiti del comandante, dei profili professionali marittimi, dell'organizzazione del lavoro a bordo, della costituzione degli equipaggi, della definizione di percorsi abilitanti di formazione e addestramento, oltre che dell'organizzazione di un sistema articolato di gestione delle emergenze e di un complesso sistema di controlli pubblici esercitati sulle navi ai fini della sicurezza della navigazione.

3. Il terminal petrolifero di Napoli

3.1 Descrizione

La Darsena Petroli (DP) del porto di Napoli si trova in zona Vigliena nell'area orientale di Napoli. L'area, in concessione, è destinata al traffico dei prodotti petroliferi (gasoli, benzine, jet fuel, oli combustibili). Ogni anno su quest'area si movimentano oltre 3 milioni di tonnellate di prodotti destinati all'approvvigionamento energetico, prevalentemente, del Sud Italia.

L'attività del terminal si sviluppa su due segmenti: il principale riguarda il trasferimento dalle navi cisterna, attraverso un oleodotto di 23 linee e lungo circa 4 km, dei prodotti petroliferi e GPL alle aree dei Depositi fiscali; un secondo, il trasferimento di olio combustibile e gasolio, alle "bettoline" per il rifornimento di traghetti, aliscafi, navi da crociera, portacontainer presenti negli scali di Napoli e Salerno.

In zone limitrofe ma non direttamente nell'ambito portuale sono localizzati i Depositi Fiscali delle aziende utilizzatrici del terminal stesso.

L'area della DP è oggetto di progetti di ampliamento e di migliorie attraverso proposte di dragaggio delle banchine anche per poter accogliere navi da 100 mila ton. (contro la media attuale di 30 mila ton.) e contribuire in maniera significativa alla riduzione delle emissioni inquinanti grazie al minor numero di viaggi-nave.



Figura 2. Napoli: Fase di scarico da nave cisterna GPL al pontile PO 68 della DP. [12]

Il particolare il consorzio degli operatori GPL Napoli è composto da 4 società: Energas, Petrolchimica partenopea, Italcost e Eni. Da circa 80 anni sono presenti nell'area orientale di Napoli e dal 1990-1991 gestiscono in concessione il pontile n. PO68 dove attraccano le navi cisterna e da dove, attraverso un reticolo di condotte, il GPL viene trasferito nei Depositi posti a pochi km dalla banchina.

Ognuna delle società ha un proprio Deposito fiscale.

Per il GPL il porto di Napoli si conferma scalo strategico anche per la movimentazione, lo stoccaggio e la distribuzione del GPL nell'Italia centro meridionale e in parte anche del Nord Italia. Anche in questo ambito sono previsti

ampliamenti ed investimenti dei pontili in concessione al fine di far fronte alle maggiori richieste del mercato.

Progetti futuri riguardano il settore del traffico energetico che sta andando incontro a cambiamenti significativi e che riguardano, in particolare, la realizzazione, nel porto di Napoli, nell'area della Darsena Petroli, di un impianto costiero Small Scale di GNL con una capacità complessiva di stoccaggio pari a circa 24.000 m³ dedicato sia all'approvvigionamento dei mezzi navali sia alla distribuzione sulla rete carburanti stradale per i veicoli pesanti. Il progetto è stato già presentato da alcune aziende al Ministero dello Sviluppo Economico, di recente si è conclusa con esito positivo la Conferenza dei Servizi preliminare, ed è in corso l'esame pubblico del progetto per l'ottenimento della concessione. La costruzione dell'infrastruttura è, comunque, subordinata alla definizione con esito favorevole dell'iter amministrativo finalizzato all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni. [8]

3.2 Il rischio da urti nelle strutture portuali

"470 urti in cinque anni". Questo il dato riportato sul sito **"Port Crash"** [5] che continua: "Questo l'impressionante numero di urti di navi contro le banchine dei porti italiani o di navi battenti bandiera italiana nei porti esteri in 5 anni. Collisioni talora con navi ormeggiate in banchina ma specialmente scontri con le banchine stesse, talora con effetti marginali che non hanno impedito alle unità mercantili, ai traghetti o alle navi passeggeri di ripartire e riprendere il mare aperto. Talora con conseguenze drammatiche e talora risolti con una semplice riparazione delle lamiere danneggiate nonostante che la nave avesse superato ampiamente la frontiera invisibile che separa il rischio ordinario da una tragedia"

E questa analisi numerica, puntuale e dettagliata, questo racconto degli eventi tragici e dei mancati incidenti deve far riflettere sulla "sensibilità" e della "vulnerabilità" delle strutture poste sulle banchine portuali e degli effetti indiretti dovuti ad eventuali urti o crolli delle strutture stesse e degli impianti e strutture accessorie limitrofe.

Una problematica evidenziata anche da un rapporto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti sui sinistri marittimi nelle acque territoriali e nei porti italiani nel quale è riportata una forte crescita degli urti contro oggetti fissi (**in particolare banchine**) e un andamento sostanzialmente stazionario delle collisioni, ovvero degli urti fra navi.

E dall'analisi della genesi dei sinistri più frequentemente individuati dalle inchieste effettuate dalle Autorità marittime, come riportato dal sito "Port Crash" emerge come il primo posto tra le cause di incidenti sia dovuta al fattore umano con un'incidenza variabile tra il 46% ed il 51% dei casi. L'ambiente esterno, inteso come condizioni meteo-marine o anche fattori ambientali alla nave è rilevato come causa principale tra il 17% ed il 22% dei casi

Dati che seppure confermino l'ipotesi che **urti e collisioni** nei porti sono quasi ordinaria amministrazione, non avendo neppure rilevanza assicurativa,

rappresentano invece da un punto di vista di rischio indiretto una condizione non accettabile in considerazione della tipologia di strutture e di impianti oggetto del presente studio.

Tra le cause, a monte, gli specchi acquei e gli spazi di manovra che molte volte tendono a ridursi, esponendo pertanto a rischio da urti le strutture portuali preesistenti come accaduto nel caso della Torre Piloti del Porto di Genova, crollata proprio a seguito di urto di una nave in fase di manovra nell'area antistante conseguente ad un mancato funzionamento degli strumenti di bordo (mancato avvio del motore).

Ed anche la costruzione di nuove banchine e di terminal specializzati spesso ricavati dal riempimento di specchi acquei esistenti è la regola non l'eccezione.

Numerosi i casi che hanno visto il coinvolgimento di strutture portuali nell'ultimo decennio e che rientrano nella tipologia di valutazioni oggetto del presente studio.

Nel maggio del 2017 una manovra errata è stata probabilmente la causa dell'incidente che ha visto protagonista la nave General cargo Dazhi nel porto ivoriano di Abidjan.

La nave è andata a sbattere contro il terminal container colpendo una delle gru, che si è piegata su sé stessa, fortunatamente senza provocare feriti.

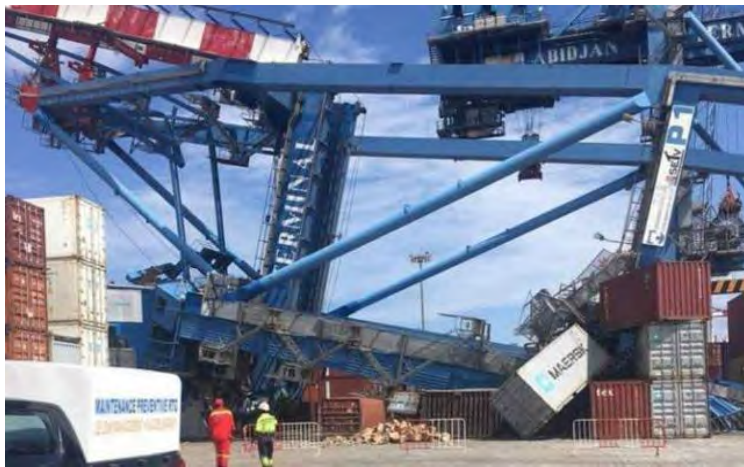


Figura 3. Abidjan: Gru a portale crollata a seguito di urto (dal sito Port Crash)

Ed ancora più eclatante, in termini di "rischio indiretto", l'evento del maggio 2016 della porta container cinese "Cosco Hope" che ha innescato una vera e propria reazione a catena a Port Said in Egitto. La nave, infatti, ha urtato in manovra e fatto crollare una gru che è precipitata su una pila di container che hanno preso fuoco. Due feriti e danni ingentissimi il bilancio.

Una collisione sempre a maggio 2016 si è invece verificata in rotta per il porto di Ningbao, in Cina, fra due portacontainer, la Sanfmarine Meru e la Northern Jasper. Anche in questo caso alla collisione ha fatto seguito un incendio.

Ed infine, e non ultimo, nel novembre del 2018 un traghetto della compagnia genovese Gnv, l'Excellent, ha urtato una gru nel porto di Barcellona. L'impatto ha

provocato l'incendio della stessa gru e di quattro container. Non ci sono stati feriti, né tra il personale di bordo né tra quello di terra.



Figura 4. Napoli: Darsena Petroli a ciglio banchina e sullo sfondo Gru Portuali [11]

È pertanto evidente che i *port crash* sono e continueranno ad essere parte integrante dell'attività dei maggiori scali marittimi del mondo e pertanto non è possibile sottovalutare i rischi indiretti connessi ad eventuali incidenti

3.3 La movimentazione del GPL nella Darsena Petroli

Come già descritto in premessa la Darsena Petroli del porto di Napoli è interessata da accosti differenziati per la movimentazione di idrocarburi liquidi, per il bunkeraggio e per la movimentazione di GPL. [4]

L' accosto per le navi gasiere è identificato con la sigla PO68 ed è ubicato in prossimità della Calata Progresso tra il Molo Vigliena e il Molo Progresso.

Le operazioni di movimentazione degli idrocarburi liquidi e del GPL riguardano prevalentemente la scarica nave verso i depositi costieri dell'area orientale di Napoli e vengono eseguite con le sole attrezzature nave in quanto, in ambito Darsena Portuale, non vi sono né stazioni di rilancio né impianti di riscaldamento dei prodotti ma esclusivamente tubazioni e relativi accessori.

LINEA/SIZE	UTENTE	SERVIZIO	PERCORSO
AG1/6"	Eni SpA Divisone R&M	GPL	Da Darsena Petroli a Eni SpA Divisone R&M
AG2/6"	Eni SpA Divisone R&M	GPL	Da Darsena Petroli a Eni SpA Divisone R&M
I1/6"	Italcost	GPL	Da Darsena Petroli a Italcost
I2/10"	Italcost	GPL	Da Darsena Petroli a Italcost
PP1/6"	Petrochimica	GPL	Da Darsena Petroli a Petrochimica
PP2/8"	Petrochimica	GPL	Da Darsena Petroli a Petrochimica
CL1/6"	Energas	GPL	Da Darsena Petroli a Energas
CL2/8"	Energas	GPL	Da Darsena Petroli a Energas

Figura 5. Elenco gasdotti in partenza dal PO 68 [4]

Le operazioni di movimentazione del GPL avvengono utilizzando i circuiti tubazioni e avviate ai gasdotti che collegano il PO 68 con i relativi depositi costieri di GPL della Zona Orientale di Napoli.

Le operazioni di **discarica nave** sono le operazioni prevalenti al PO 68.

Il GPL in fase liquida è movimentato (inviato ai depositi) a mezzo delle pompe della nave gasiera ormeggiata al PO68. Nel caso in cui la movimentazione interessi il GPL in stato semi-refrigerato/refrigerato, è la stessa nave gasiera ad assicurare una temperatura del GPL al manifold non inferiore a 0° C. La portata di discarica è mediamente di 200 t/h. L'operazione di discarica nave gasiera avviene collegando il braccio rigido del PO68 al manifold della nave gasiera (fase liquida). Il trasferimento del GPL, dalla nave ai depositi costieri dei membri del consorzio, è normalmente effettuato, con esclusione dell'Italcost, utilizzando in parallelo i n. 2 gasdotti della singola società. A fine operazioni di discarica del GPL in fase liquida, la nave gasiera provvede a spiazzare i gasdotti utilizzando GPL gassoso. A tal proposito, analogamente alla movimentazione del GPL in fase liquida, sono utilizzati i compressori della nave gasiera. Solo in casi eccezionali, per fuori servizio e/o manutenzione del braccio rigido, le operazioni di discarica nave gasiera avvengono con manichetta flessibile.



Figura 6. Strutture di carico e antincendio poste sul ciglio banchina della DP [11]

L'operazione di **caricamento nave** è sporadica; la caricazione del GPL fase liquida, movimentato a mezzo delle pompe del deposito speditore, avviene utilizzando la manichetta flessibile per il collegamento con il manifold fase liquida della nave gasiera. In tal caso il braccio rigido è collegato al manifold della nave gasiera fase gas svolgendo la funzione di linea di ritorno per la fase gas. Pertanto, per tale tipologia di attività, un gasdotto è utilizzato per il trasferimento del GPL in fase liquida ed un altro per il ritorno fase gas caricazione nave gasiera semi-refrigerata: in tal caso il layout circuitale è identico a quanto descritto al punto precedente, ad eccezione del braccio rigido che, comunque collegato al manifold fase vapore della nave gasiera, è lasciato intercettato. In caso di sovrappressione nei serbatoi riceventi della nave gasiera la linea di ritorno fase vapore viene aperta, previa verifica che la pressione dei serbatoi del deposito sia inferiore alla pressione dei serbatoi nave.



Figura 7. Collettore distribuzione ai gasdotti dal PO 68 per i Depositi Fiscali [11]

Per l'operazione di carica della nave gasiera refrigerata in tal caso l'operazione di carica della nave gasiera avviene utilizzando esclusivamente la manichetta flessibile per il GPL in fase liquida, senza collegare il braccio rigido per il ritorno della fase vapore. Il braccio rigido è pertanto lasciato intercettato e in condizione di riposo.

Ove necessario il raffreddamento del GPL è effettuato attraverso gli impianti di bordo dal personale navigante.

Infine, al PO 68 è installato un gruppo di **Odorizzazione** del GPL.

L'odorizzante (TBM) è detenuto in fusti e da questi aspirato da pompe dosatrici per la successiva immissione in linea. La portata di odorizzante è calcolata dal sistema di misura del gruppo di odorizzazione, risultando proporzionale alla portata del GPL in fase liquida in scarica, al fine di additivare il GPL in conformità alle normative vigenti.

4. L'organizzazione della prevenzione incendi in ambito portuale

I porti nascono con la funzione di consentire il carico e lo scarico di merci e lo sbarco e l'imbarco di passeggeri, da sempre sono fonti di scambi commerciali e crocevia di comunicazioni. [2]

La complessità di operare la prevenzione incendi in un porto è data da questo continuo mutamento, caratterizzata da traffici di merci deperibili, prodotti forestali, merci rinfuse liquide, solide, merci pericolose, prodotti petroliferi e container.

La gestione delle emergenze per incendi è un sistema complesso caratterizzato da:

- aperture in continuo scambio con l'esterno e con altri sistemi
- poca consapevolezza di ogni componente del comportamento del sistema e scarsa conoscenza degli effetti delle proprie azioni sul sistema stesso
- complessità come proprietà emergente del sistema e non delle sue parti

Le attività connesse alla risoluzione di eventi incidentali complessi risultano difficili anche in considerazione dell'immaginazione necessaria per anticipare e visualizzare i rischi potenziali di incendio o di esplosione avendo a che fare con informazioni carenti, mutevoli e dinamiche non lineari.

In virtù di queste caratteristiche la **gestione delle emergenze di incendi** viene considerata un'attività ad alto rischio caratterizzata da elevati livelli di connessione e bassa controllabilità: ciò individua un sistema poco gestibile con necessità di un alto grado di aggiustamento delle prestazioni.

Lo strumento per attuare una tempestiva ed efficace gestione della situazione di emergenza è rappresentato dall'applicazione di un **piano**, il quale dovrà porsi l'obiettivo di consentire agli attori presenti sulla scena portuale di reperire rapidamente informazioni, risorse e procedure.

Inoltre, per le caratteristiche di mutevolezza del contesto portuale accennate in premessa, il piano dovrà al contempo essere uno strumento dinamico soprattutto nell'assestare le evoluzioni e modifiche degli assetti portuali.

Le informazioni utili da elaborare e rendere disponibili o facilmente reperibili sono costituite da tutti quegli elementi che consentono agli operatori impegnati nella

gestione dell'emergenza di conoscere le caratteristiche e le peculiarità dell'area interessata dall'evento. A tal fine le informazioni dovranno cercare di definire un completo quadro conoscitivo dell'area portuale in ambito generale e di dettaglio. Dal punto di vista generale la prevenzione incendi nel porto deve richiamare e coordinarsi con gli altri strumenti di pianificazione inerenti la struttura portuale e le realtà industriali ivi insediate, come:

- Piani di protezione civile a livello locale;
- Rapporto Integrato di Sicurezza Portuale;
- Piano di sicurezza portuale (security plan);
- Piani di emergenza esterna per gli stabilimenti a rischio d'incidente rilevante;
- Piani antinquinamento;
- Disposizioni emanate dall'autorità competente - ordinanze della Capitaneria di Porto e dell'Autorità Portuale (es. ordinanze relative alle merci pericolose);
- Piani di emergenza interni predisposti dai singoli terminalisti, aerostazioni, stazioni marittime, cantieri e/o navigli;

individuando, al contempo, le strutture, gli enti, le amministrazioni, le organizzazioni e i gestori dei servizi pubblici e privati che partecipano alla gestione delle emergenze e citare le normative nazionali e locali di riferimento.

Ai fini dell'individuazione delle informazioni di dettaglio operativamente si è constatato che risulta una ottima soluzione suddividere i bacini portuali in "macro-zone omogenee" dal punto di vista del rischio incendio in base alle caratteristiche funzionali che a loro volta sono successivamente suddivise in zone minori.

Questo processo è facilitato dal normale lay-out caratteristico dei porti distribuito in base ai ponti e alle calate e alla tendenza gestionale ad assegnare aree limitrofe a concessionari con caratteristiche simili.

Per ciascuna zona sarà necessario predisporre una mappa e una scheda informativa contenente i dati di rilievo relativi come per esempio:

- accessi e le loro caratteristiche
- tipologia di ormeggi
- ubicazione
- tipologia di unità che scalano le banchine
- piazzali e fabbricati retrostanti
- impianti tecnologici presenti in zona
- natura prevalente dei traffici marittimi
- presenza e collocazione di dotazioni antincendio pubbliche e private
- mezzi operativi
- presenza di merci classificate pericolose
- aree e depositi sensibili
- concessionari presenti, nonché le persone ed enti chiave che possono fornire informazioni utili in merito a ciascuno degli aspetti evidenziati.

Operare secondo una siffatta strategia di prevenzione incendi risulta computazionalmente onerosa; maggiore sarà il grado di dettaglio con cui la si

implementa, maggiori saranno le informazioni che se ne potranno trarre; per contro sarà più difficoltoso mantenerla aggiornata in relazione alle modifiche organizzative e commerciali.

Le tipologie di scenari incidentali ipotizzabili nell'area portuale risultano riconducibili a:

- eventi in porto
- eventi a bordo (nave ormeggiata, in navigazione o in rada).

Nell'analisi necessaria ad individuare altre tipologie di scenari, contestualizzate alle specifiche prerogative del porto, risulta sicuramente utile considerare anche gli scenari incidentali relativi alla movimentazione di merci pericolose. Tramite gli scenari di riferimento si potrà procedere all'individuazione del modello d'intervento adeguato.

Ulteriore aspetto da evidenziare sono le risorse disponibili, in termini di uomini, materiali e mezzi, sia riconducibili ad autorità ed enti di rilevanza pubblica, sia a soggetti privati che, seppur con diverso grado di specializzazione, possono fornire un utile e qualificato contributo nella gestione delle diverse situazioni di emergenza.

A tal fine risulta utile effettuare una distinzione tra "**risorse primarie**" e "**risorse correlate**".

Le prime, le **risorse primarie**, comprendono enti ed autorità pubbliche aventi finalità di rilievo nella gestione e risoluzione dell'emergenza (Capitaneria di Porto/Guardia Costiera, Corpo Nazionale dei Vigili del fuoco, Aziende Sanitarie Locali - Servizio Emergenza Sanitaria Territoriale, Prefetture/Uffici Territoriali del Governo), le seconde, le **risorse secondarie**, risultano composte da tutti i soggetti che a vario titolo assumono particolare rilevanza ed utilità alla risoluzione della situazione (dall'Autorità Portuale, alla Sanità Marittima).

Per la catena di comando, la legge 690/1940 attribuisce la direzione dei soccorsi ed il coordinamento delle risorse disponibili al Comandante del Porto, mentre affida al Comandante Provinciale dei Vigili del fuoco, la direzione e la responsabilità tecnica dell'impiego dei mezzi e degli uomini delle squadre di intervento.

L'esperienza sino ad oggi maturata porta a considerare che la struttura di gestione da adottare è **evento-dipendente**, dovrà cioè essere flessibile per adattarsi alla situazione contingente (lieve, grave, gravissima), per la cui risoluzione, soprattutto in caso di eventi incidentali complessi, risulta necessario il contributo di molteplici e differenti risorse.

Il sistema, a prescindere dalle denominazioni in uso, che maggiormente si avvicina risulta essere uno schema fisso facilmente scalabile a seconda delle necessità, basato sull'ampia partecipazione in tre livelli di gestione: strategico, tattico ed operativo.

Il **livello strategico**, a cui faranno capo le risorse primarie integrate secondo le specifiche necessità, avrà il compito di individuare la strategia per fronteggiare l'evento.

Il **livello tattico**, situato nei pressi dell'evento, ha invece lo scopo di pianificare al meglio le singole azioni dei Vigili del Fuoco.

Il **livello operativo** vedrà gli operatori impegnati nello svolgimento delle azioni secondo le procedure stabilite e/o elaborate, e nell'ambito della propria competenza.

Per ciascun possibile evento incidentale individuato dovranno essere predisposte delle procedure operative con l'obiettivo principale di pianificare preventivamente la successione delle azioni ed interventi tecnici e di soccorso che devono essere intrapresi per far fronte all'evento, sulla base della catena di comando e del sistema di allertamento adottati.

Attraverso le procedure è possibile anche volgere a proprio favore le peculiari risorse dell'area portuale.

Sotto questo aspetto, è risultata efficace nei principali porti una procedura per l'accompagnamento dei mezzi di soccorso diretti in ambito portuale, basata sulla presenza 24 ore su 24 del personale del Servizio di Vigilanza presente ai varchi, il quale scorta i mezzi di soccorso sul luogo dell'evento.

Ciò consente di usufruire della capillare conoscenza degli ambiti portuali del personale del servizio di vigilanza sopperendo ad eventuali variazioni degli elementi informativi presenti nel piano.

Le esperienze vissute nei porti italiani indicano che tra Capitaneria di Porto, Vigili del fuoco, le società di Guardia Fuochi, i consulenti chimici del porto sono presenti sinergie consolidate che in situazioni di emergenza si sono rivelate più di una volta vincenti.

Tutti gli elementi sin ora visti devono mantenere la propria efficacia nei confronti della metamorfosi spesso consistente che può subire l'area portuale; quindi, caratteristica intrinseca del documento deve essere la dinamicità e l'adattabilità ai mutamenti.

A tal fine risulta sensato predisporre già dalle fasi di prima elaborazione il documento in versione digitale su piattaforma web, sfruttando le potenzialità dei collegamenti ipertestuali in modo da ottenere con semplicità e rapidità le informazioni desiderate. Ciò consente di aggiornare esclusivamente le parti di interesse, lasciando inalterato l'impostazione del documento. Quest'ultime avranno necessità di revisione nel caso di variazioni che comportino un aggravio di rischio incendio dell'area operativa portuale.

5. Conclusioni

Il principio dell'affidabilità è alla base di tutte le attività operative e lavorative.

Ma la prevedibilità e la gestione di eventi infortunistici è alla base di tutti i processi di valutazione dei rischi e di programmazione delle attività di mantenimento delle procedure di sicurezza e delle attività di intervento in emergenza.

La gestione sinergica delle attività con l'ausilio di sofisticati centri di controllo del traffico marittimo posti a sorveglianza di acque nelle quali si incrociano

quotidianamente navi mercantili, porta-container, traghetti, navi da crociera, unità di diporto è alla base di ogni attività di controllo in ambito portuale.

Una realtà, quella portuale, caratterizzata da professionalità altissime, da una capacità di gestione particolarmente sofisticata caratterizzata per quanto riguarda in particolare dal Corpo delle Capitanerie di porto, dall'adozione di tecnologie sempre più avanzate di Vessel Traffic System (VTS).

E proprio l'evoluzione dei VTS e dei sistemi di controllo sul traffico marittimo ha determinato negli ultimi anni un sensibile innalzamento dei livelli di sicurezza pur in presenza di specchi acquei portuali sempre più dimensionalmente ridotti, di un generale incremento dimensionale delle navi e di crescite significative del traffico.

Tuttavia, la "fallibilità" dei sistemi e delle persone non è da escludere

Ed il caso assunto quale riferimento in questo lavoro quale il crollo della Torre Piloti di Genova e la morte di 9 persone, rappresenta l'esempio, fortunatamente più unico che raro di **fallibilità contemporanea** di uomini, mezzi e procedure. [1]

Ed è per questo che il livello di attenzione non può calare in ambito portuale in presenza di diverse e limitrofe attività "**pericolose**" per le quali **solo**:

- un'attenta professionalità nello svolgimento dei singoli incarichi degli operatori
- un'elevata informazione e condivisione delle informazioni e dei rischi
- un monitoraggio dei sistemi di sicurezza
- la predisposizione di sistemi di controllo
- la predisposizione di sistemi di allarme
- la elaborazione di procedure e di piano di emergenza
- il coordinamento delle istituzioni (INAIL/ASL/VVF/AP/AM/Prefettura/ecc.)

rendono eventi infortunistici quali l'incendio e l'esplosione "**improbabili seppur prevedibili**".

E pertanto il principio dell'affidabilità non può non tener conto di fattori quali

- la professionalità del comandante della nave e del personale della stessa altamente qualificato per la specificità della mansione
- la funzionalità delle attrezzature presenti sulla nave per il controllo di eventuali anomalie
- il rispetto delle procedure e dei regolamenti definiti per ridurre ed eliminare ogni rischio
- il controllo e la vigilanza sulle corrette procedure
- la presenza di procedure di allarme e di emergenza
- il rispetto delle procedure di allarme in caso di emergenza

Tutti elementi purtroppo venuti meno nel caso del crollo della Torre Piloti del Porto di Genova.

6 Bibliografia

[1] Atti del processo di Genova relativi al crollo della Torre Piloti di Genova (Consulente di parte Ing. Carmine Piccolo)

[2] M.M. La Veglia, C. Piccolo. *Corso di Retraining ed aggiornamento dei Caposquadra dei Vigili del Fuoco*. Dalle lezioni in veste di docenti al Corso di Formazione, Polo Didattico di Napoli, Anno 2015 (dispense non pubblicate ad esclusivo uso didattico interno).

[3] M.M. La Veglia *Manovre e tecniche di addestramento pompieristico di base per interventi in porto*. Dalle lezioni in veste di Direttore del Corso di Formazione, Polo didattico di Napoli, Anno 2017 (dispense non pubblicate ad esclusivo uso didattico interno)

[4] J. Pardi. RSPP Energas s.p.a. Documento di valutazione di rischi e Piano di emergenza della Darsena Petroli

[5] <https://www.portcrash.net> - Collisioni in acque portuali

[6] Inail – Infortuni dei lavoratori del mare Anno 2018

[7] <https://www.giureta.unipa.it/2009/boi.pdf>

[8] <https://adsptirrenocentrale.it/porto-di-napoli-strategico-per-lapprovvigionamento-energetico-per-il-sud-e-il-centro-italia/>

[9] Legge 28 gennaio 1994, n. 84, e successive modificazioni

[10] <https://www.napoli.energy/porto>

[11] Foto dell' autore Ing. Carmine Piccolo

[12] Foto di proprietà di Energas s.p.a.

Valutazione di analisi post incidentali in occasione di ispezioni del Sistema di Gestione della Sicurezza

C. Delle Site¹, E. Artenio¹, I. Mazzarelli²

¹inail - Dit

²inail - Uot di Milano

Abstract

A seguito di un evento occorso in uno stabilimento chimico e della conseguente analisi post incidentale effettuata dal Gestore, la Commissione incaricata dell'ispezione del Sistema di Gestione della Sicurezza ai sensi del 27 del D.Lgs 105/15^[1] ha condotto un esame accurato delle valutazioni conclusive di tale analisi.

La memoria si propone di descrivere un esame critico con riferimento alla corretta analisi delle cause di radice, alla sicurezza di processo ed ai sistemi di protezione, alle procedure gestionali ed operative coinvolte nella sequenza dell'evento, all'assicurazione delle fonti di prova.

In conclusione, verranno evidenziate le criticità riscontrate, in particolare riguardo la corretta applicazione di procedure operative e gestionali, la necessità di migliorare le capacità di analisi degli eventi nelle organizzazioni aziendali, l'adozione di soluzioni adeguate in base all'esperienza operativa, la corretta applicazione dei processi di comunicazione.

Keywords: Direttiva Seveso, evento incidentale, Root cause analysis, Ishikawa, analisi del rischio.

1. L'evento incidentale

Al termine di una ispezione ordinaria ai sensi dell'art. 27 del D.Lgs 105/15 condotta su uno stabilimento chimico di soglia superiore, immediatamente prima che la Commissione ispettiva trasmettesse il rapporto conclusivo al Comitato Tecnico Regionale, nella tarda serata di un giorno festivo accadeva un evento incidentale non classificato come incidente rilevante e non rientrante tra i top event valutati dal Gestore, in quanto la sostanza coinvolta non rientrava tra quelle individuate nell'allegato 1 - parti 1 e 2 - del D.Lgs 105/15.

L'evento si è manifestato come rilascio di una nube di vapori provenienti da un camino di stabilimento posto a quota di 25 mt d'altezza, che ha raggiunto la distanza di circa 1,4 km dal punto di emissione nella direzione del vento, formando un cono di emissione sull'abitato, con conseguenti odori percepiti dalla popolazione.

Le cronache locali riportavano le azioni immediate delle autorità e gli esiti rassicuranti della verifica ispettiva straordinaria dell'ARPA; infatti, si trattava di vapori irritanti senza alcuna conseguenza per la popolazione e per l'ambiente.

La Commissione incaricata dell'ispezione ordinaria di cui all'art. 27 procedeva ad effettuare un ulteriore sopralluogo al fine di accertare le cause dell'evento e la corretta applicazione delle procedure gestionali prima, durante e dopo l'evento.

Si appurava dalla scheda di sicurezza che la sostanza coinvolta era un monomero con le seguenti caratteristiche e frasi di rischio: irritazione cutanea, 2, H315, sensibilizzazione cutanea, 1, H317, tossicità specifica per organi bersaglio - esposizione singola, 3, H335 (irritazione delle vie respiratorie), poco nocivo per inalazione uomo, nocivo per gli organismi acquatici. Tali caratteristiche confermavano le conclusioni dell'ARPA. Gli effetti della sostanza sull'ambiente sono: nocivo per la dafnia (indicatore biologico), poco bioaccumulabile, valutazione PBT e vPvB non considerata persistente, né bioaccumulabile, né tossica (PBT), né molto persistente e molto bioaccumulabile (vPvB).

Con riferimento alla figura 1, che mostra le sezioni di impianto coinvolte, si riporta la sequenza dell'evento, desunta dal rapporto post incidentale del Gestore e che è stata oggetto di approfondimento della Commissione.

Il reattore R in figura era stato escluso dal processo e la manichetta MAN era stata posta verso lo scarico nella vasca di emergenza; mentre si svolgeva la produzione su altri reattori gli stessi mostravano profili termodinamici e cinetici irregolari, gli operatori appuravano che la quantità di reagenti inviata ai reattori si discostava da quella desiderata e pertanto deducevano verosimilmente che una parte di reagenti era fluita non volutamente verso la valvola 1, presumibilmente chiusa, e quindi verso la vasca di emergenza VA dedicata all'invio di prodotti di cattiva qualità o mal reagiti (fuori specifica) attraverso lo scarico di fondo dei reattori. Gli scarichi dei reattori in alcuni casi vengono inviati alla fogna polimerica di reparto non rappresentata in figura.

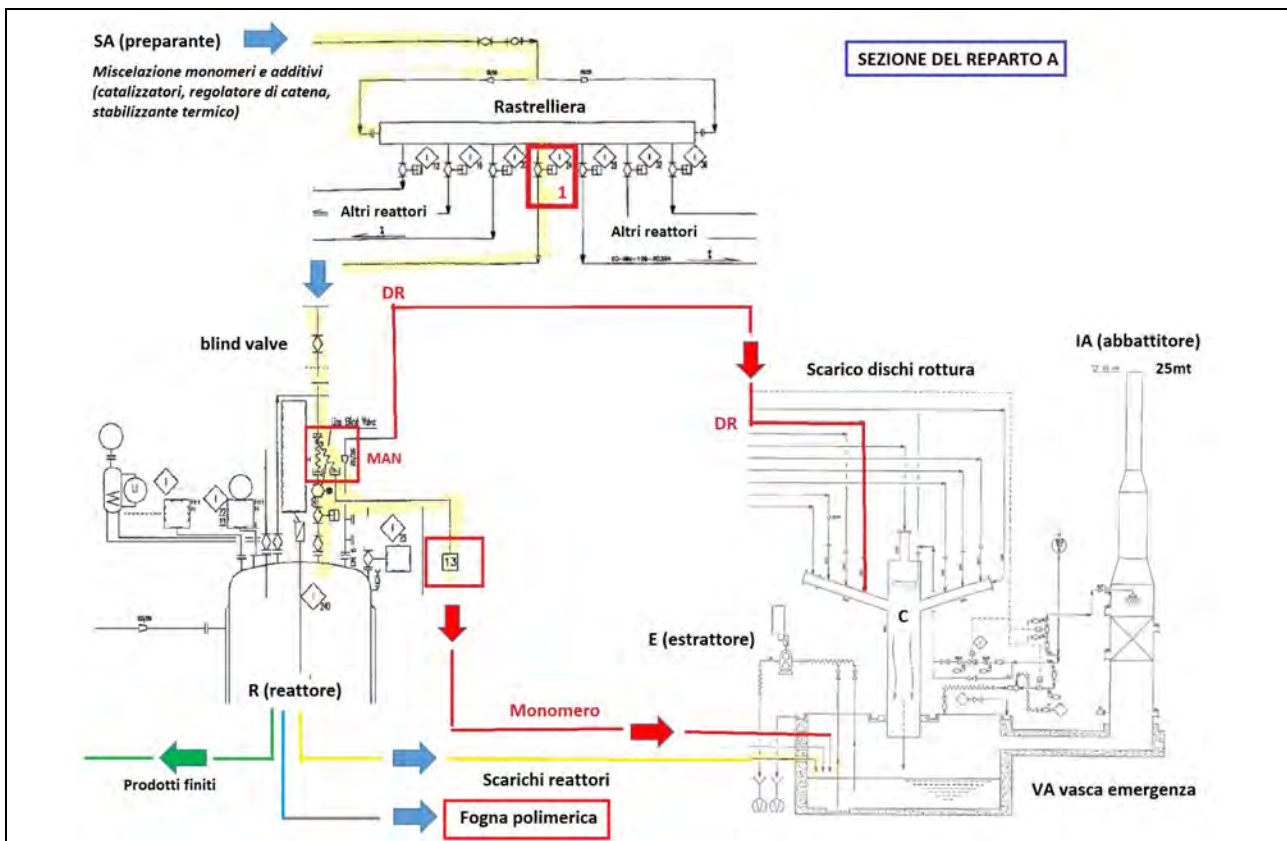


Figura 1. Schema sintetico del ciclo di reazione e scarico reattori

Accertata la quantità pervenuta nella vasca, si metteva in atto una procedura di inibizione mediante miscelazione con sostanza dedicata immessa nella vasca, ciò in attesa di gestire il quantitativo come rifiuto da far prelevare secondo le norme vigenti in materia, cioè successivamente alla sua caratterizzazione e quantificazione. Le operazioni di controllo dovevano garantire che il monomero non reagisse spontaneamente (polimerizzazione autosostenuta per mancata inibizione), tuttavia in un giorno festivo, a seguito anche di cambi turni, che comportavano il mancato controllo della reattività spontanea, la sostanza reagiva ed il mancato azionamento dell'impianto di abbattimento (di tipo non automatico) faceva sì da generare la nube descritta.

2. L'analisi del Gestore e le misure di protezione e prevenzione

Il team incaricato dal Gestore (composto solo da personale interno dello Stabilimento) ha stilato un report post incidentale dal quale si evince l'evoluzione temporale più o meno accurata dei fatti che hanno condotto all'evento finale, nonché le cause ritenute pertinenti come di seguito indicate:

- ✓ mancata indicazione a tutti gli operatori dell'intervento richiesto il lunedì ed il martedì antecedente l'evento con sostituzione del corpo valvola (posizione 1) all'interno del reparto A;
- ✓ mancata indicazione dello stato dell'impianto nel passaggio di consegne del reparto A al reparto B reperibile il venerdì;

✓ mancata indicazione di comunicazione tra i reparti A e B relativamente alle azioni di controllo/mitigazione in atto ed alla presenza di monomero all'interno della vasca di blow-down tra il lunedì ed il venerdì antecedenti la domenica dell'evento; La suddetta analisi elenca in maniera non esaustiva le cause singole o comuni che hanno condotto all'evento, ma non è presente una valutazione reale della causa "radice", non descrive puntualmente tutte le fasi dell'evento in relazione ai fattori gestionali ed è principalmente mirata a definire nell'immediato carenze di impianto o gestionali, al fine di adottare azioni immediate. Infatti, riporta le seguenti ulteriori cause:

- a) un sistema di miscelazione all'interno della vasca di blow-down che ha indotto una inibizione inefficiente della reazione;
- b) l'assenza di una procedura standard di immissione diretta dal miscelatore SA alla vasca di blow-down;
- c) l'errato montaggio e valvola 1 guasta dopo intervento di manutenzione;
- d) l'assenza di allarmi in sala controllo;
- e) l'assenza di azioni immediate su reazione di polimerizzazione irregolare;
- f) nessun trattamento immediato dei vapori;
- g) l'assenza di rilevatori di vapori organici;
- h) l'assenza di controllo in continuo durante il fine settimana;
- i) la mancanza di informazioni tra i reparti unità impianto interessati sulle condizioni della vasca di blow-down.

Gli interventi previsti dal Gestore per evitare il ripetersi di un analogo evento incidentale sono di seguito riportati:

- 1) definizione di una procedura specifica per garantire il controllo della vasca, elencando (se necessario) anche in una check list tutte le attività che gli operatori di reparto devono svolgere in caso di emergenza;
- 2) divieto di deviazione dal miscelatore SA alla vasca con conseguente informazione agli operatori di reparto. Tale indicazione appariva in antitesi con quanto riportato al punto precedente;
- 3) modifica del modulo passaggio di consegne tra i reparti A e B e idonea informazione reciproca;
- 4) duplicazione in sala controllo del reparto B dei segnali presenti nella sala del reparto A;
- 5) installazione di idonea strumentazione all'interno della vasca e del relativo camino, antepoendo in particolare una idonea torre di lavaggio al camino;
- 6) studio di una idonea soluzione di dosaggio killer relativamente alla presenza di monomero all'interno della vasca di blow-down;
- 7) installazione all'interno del reparto A di idoneo serbatoio di gas inerte;
- 8) definizione di procedure di prova delle valvole a servizio dei reattori e miglioramento del modulo di prova valvole tipo "1" con test ad acqua;
- 9) riduzione dei tassi di guasto delle valvole tipo "1" a servizio dei reattori.

3. Le attività della Commissione ispettiva

La Commissione, mediante il sopralluogo su impianti ed aree interne allo Stabilimento ed interviste a responsabili ed operatori, si è posta l'obiettivo quindi di:

- acquisire ed analizzare gli atti emessi dal Gestore in applicazione delle procedure del Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS);
- accertare l'applicazione della procedura di analisi post-incidentale e le relative conclusioni, ivi inclusa l'applicazione delle misure di protezione immediate, quelle di prevenzione nel tempo, l'assicurazione delle fonti di prova e l'analisi delle cause;
- definire chiaramente la timeline dell'evento e l'analisi critica delle cause al fine di accertare la corretta applicazione di tutte le procedure interessate;
- proporre raccomandazioni e prescrizioni sul SGS.

3.1 Il sopralluogo

La Commissione ha visitato i luoghi principali dello stabilimento coinvolti nell'evento incidentale, in particolare:

- l'area della vasca di emergenza adiacente alla sala controllo del reparto A;
- la sala controllo del reparto A, acquisendo copia del permesso di lavoro relativo alle manutenzioni delle valvole tipo "1" ed ispezionando altresì il sistema di controllo DCS;
- la sezione produttiva del reparto A per visionare la congruità dei P&I e la sezione riferita alle valvole "tipo 1", alla rastrelliera e all'attuale configurazione impiantistica dei reattori (manichette, scarichi di fondo, etc.);
- l'ubicazione e la disponibilità di sostanza inibitrice in loco (sacchi);
- la distanza della sala controllo del reparto B rispetto all'ubicazione della sala controllo del reparto A.

3.2 Le interviste e l'acquisizione dei documenti

La Commissione ha intervistato le figure responsabili e gli addetti alle varie operazioni occorse nei tempi individuati nella timeline ed approfondito alcuni aspetti pertinenti l'evento incidentale, ciò al fine di verificare la corretta applicazione di tutte le procedure gestionali applicabili; in particolare si è posta l'attenzione sulle seguenti procedure di gestione e moduli di registrazione richiamati nelle stesse:

- scheda di sicurezza della sostanza coinvolta;
- manuale operativo reparto A e produzione polimero, P&I connessi;
- istruzioni per la partenza, fermata e controlli reparto A nel fine settimana;
- istruzione controllo periodico linea miscela monomerica;
- eventi non pianificati (sversamenti e rilasci);
- criteri di identificazione degli elementi critici e relativo registro;
- manutenzione;
- lavori svolti da imprese esterne e permesso di lavoro;
- informazione, formazione ed addestramento;

- linee guida per la comunicazione interna ed esterna e registro passaggio consegne;
- non conformità e azioni correttive e preventive;
- sorveglianza e misurazioni;
- investigazione post incidentale;
- scheda analisi esperienza operativa D. Lgs. 105-15, All. H, Sezione 2.

La Commissione acquisiva altresì le fonti di prova e le evidenze della comunicazione dell'evento alla Prefettura ed ai VVF, nonché la relazione di intervento dell'ARPA.

3.3 L'analisi dell'evento nel contesto impiantistico e la timeline

L'attività produttiva svolta all'interno del reparto A può essere scomposta nelle seguenti fasi:

1. Miscelazione di monomeri all'interno del serbatoio SA con additivi (catalizzatori, regolatore di catena e stabilizzante termico) e successivo trasferimento della miscela ai sette reattori R attraverso una apposita rastrelliera (vedi figura 1);
2. Reazione all'interno di reattori dotati di corpo e camicia o serpentini di riscaldamento/raffreddamento, nei quali è già stata precaricata la fase acquosa (costituita da acqua, acqua di riciclo da reazioni e agente sospendente). In essi viene trasferita la miscela monomerica preparata all'interno del serbatoio SA; il reattore viene progressivamente riscaldato fino all'innesco della reazione. A questo punto la camicia del reattore passa alla fase di raffreddamento controllando il calore liberato dalla reazione di polimerizzazione di tipo esotermico, fino al suo completamento (picco termico). Al termine della reazione nel reattore è presente uno slurry di acqua e polimero che viene inviato alla sezione di stoccaggio del prodotto finito (scarico regolare del reattore).

L'impianto si completa con la fase di separazione del polimero dallo slurry, mediante centrifugazione delle perle di polimero, un successivo lavaggio, una nuova fase di centrifuga, l'essiccamento e la vagliatura, per poi terminare con il carico del polimero solido in autosili.

Dall'esame dell'analisi incidentale, dalle interviste, dal sopralluogo ispettivo, nonché dall'analisi delle documentazioni e delle altre evidenze acquisite, si è appurato che il **lunedì mattina** gli operatori del reparto A, in applicazione della procedura di manutenzione, hanno provveduto a richiedere un intervento sulla valvola 1 malfunzionante (evento abbastanza frequente come rilevato nei permessi di lavoro, causa la solidificazione del monomero), si appurava la necessità di sostituzione del corpo valvola.

L'intervento è stato effettuato dalla ditta esterna incaricata il **martedì mattina** e si è completato con una prova della valvola secondo la specifica istruzione operativa.

Il **martedì pomeriggio** il reparto A segnalava nuovamente il malfunzionamento della medesima valvola, che ha previsto una nuova prova funzionale relativa alla corretta corsa dell'otturatore nelle posizioni chiuso/aperto. Non è stata effettuata una prova di tenuta della valvola, ma esclusivamente una prova con azoto della linea di

adduzione del monomero da SA ai reattori ed un flussaggio/lavaggio con acqua dal serbatoio SA e delle linee escludendo il reattore R afferente la linea della valvola 1. In tale fase all'apertura della valvola manuale della rastrelliera a monte, si accertava la presenza di circa un paio di litri di acqua a valle della valvola 1 e prima della "blind valve" chiusa durante la prova. Non sono presenti strumenti atti a rilevare la presenza di pressione o sostanze nella linea dalla valvola 1 alla blind valve, né il livello di monomero in SA.

La programmazione della produzione prevedeva la ripartenza di almeno tre reattori su sette il **mercoledì**, la Commissione rilevava dai fogli di lavoro invece che la produzione era iniziata il **tardo pomeriggio del martedì** dopo la prova di flussaggio. Da interviste si appurava che il personale di stabilimento ha ritenuto che la quantità di acqua rilevata durante la prova di lavaggio fosse dovuta ad un trafilamento della valvola 1, pertanto procedeva a deviare la manichetta MAN verso la vasca di emergenza. Il personale non ha provveduto ad effettuare ulteriori indagini mirate a determinare le cause della perdita ed i quantitativi effettivi di acqua, il che avrebbe consentito sicuramente di accertare la reale causa imputabile ad erroneo montaggio (inversione del senso) del corpo valvola, che di fatto era completamente aperta all'azionamento del comando di chiusura.

La suddetta operazione di modifica impiantistica non era contemplata nel manuale operativo del reparto A, mentre era citata nel registro di consegna turno alle 22:00 del martedì, senza specificarne le cause. Sarebbe stato possibile disconnettere l'ingresso della valvola 1, ma tale operazione avrebbe comportato la chiusura della valvola manuale a monte rastrelliera, che di fatto avrebbe privato di monomero tutti i reattori non consentendo la produzione all'interno del reparto; invece la scelta di non chiudere la "blind valve" a valle della valvola 1, senza deviare il processo alla vasca di emergenza, era stata dettata dalla necessità di evitare solidificazioni di prodotto con rischi di polimerizzazioni (assenza di linee tracciate o riscaldate).

L'operatore del **turno di notte tra il martedì e mercoledì** aveva registrato durante la produzione valori anormali (in diminuzione) delle temperature di reazione, segno di una cattiva conduzione della stessa, senza esserne in grado nell'immediato di valutarne le cause ed inoltre nella compilazione del registro di consegna del turno successivo non si aveva più evidenza dello stato della manichetta a monte del reattore R (con perdita certa di informazioni per gli operatori montanti nel nuovo turno).

Si poteva ritenere che la diminuzione di temperatura durante la reazione fosse riconducibile o ad una errata/mancata termostatazione (inverosimile), oppure ad una mancanza di reagente rispetto a quello stabilito nella "ricetta" (reazione non autosostenuta).

Un esame più accurato di tutti i dati disponibili effettuato dagli operatori il **mercoledì mattina** conduceva a rilevare e stimare la presenza di 2/3 tonnellate di monomero all'interno della vasca di emergenza; nella vasca erano già presenti acqua e soda oltre ad un quantitativo precisato di sostanza inibitrice e schiuma. La vasca non era

dotata di misuratori di livello e di temperatura (presenza del solo passo d'uomo ed attacco per l'immissione di schiuma e pompe di estrazione), per cui non era possibile una misura esatta ed immediata del monomero in essa presente e dello stato evolutivo di potenziali reazioni spontanee. Inoltre, la vasca non era dotata di mescolatore meccanico.

Sono state quindi dettate agli operatori del reparto A istruzioni verbali (non erano reperibili atti scritti) da rispettare ad ogni cambio turno mirate a:

- ispezionare il contenuto della vasca mediante l'apertura del passo d'uomo;
- esaminare visivamente, valutare la quantità di monomero presente all'interno della vasca e rilevare eventuali odori (il monomero in questione ha una soglia olfattiva molto bassa);
- aggiungere (qualora necessario) ulteriore inibitore;
- analizzare la reattività del monomero.

Alle **ore 24:00 del venerdì** è avvenuto il passaggio di consegne dal responsabile del reparto A al responsabile del reparto B, in quanto nel reparto A nel fine settimana non è prevista la produzione, pur garantendo la presenza di un operatore reperibile. Tale passaggio viene riportato su un apposito registro, che non faceva menzione della presenza di monomero all'interno della vasca d'emergenza e delle procedure di monitoraggio in atto.

La sala controllo del reparto A è distante da quella del reparto B, generalmente il personale di tale reparto effettua semplici ispezioni delle aree del reparto A (ronde) durante il fine settimana.

Nella **tarda serata della domenica** il responsabile del reparto B percepiva dalla sala controllo dello stesso reparto un odore anomalo; non riscontrando anomalie nella zona del suo reparto, si recava nella zona del piazzale esterno e notava del fumo che usciva dal camino dell'abbattitore collegato alla vasca del reparto A, per cui provvedeva ad attivare le procedure di emergenza e a contattare il reperibile del reparto A. La procedura ha previsto l'attivazione immediata di un sistema di soppressione (lavaggio in controflusso) a camino, con eliminazione dell'emissione, inoltre successive fasi di gestione in sicurezza della vasca fino allo smaltimento del suo contenuto.

3.4 Approfondimento delle evidenze documentali

Al fine di effettuare una ricognizione di tutte le cause sono stati analizzati approfonditamente i contenuti dei documenti acquisiti con le seguenti ulteriori deduzioni:

- dalla scheda di sicurezza della sostanza si rileva la necessità del controllo della temperatura del monomero e dei tempi in tutte le condizioni di stoccaggio, oltre al controllo di limpidezza. La scheda fornisce indicazioni sui quantitativi e sul livello di inibitore per unità di sostanza in eventuale vasca di ritenzione, fornendo oltremodo indicazioni sulle condizioni di miscelazione tra inibitore e sostanza (la vasca di emergenza era priva di mescolatore in continuo). Il Gestore si è basato sulla quantità di inibitore iniziale necessaria nella vasca di emergenza in base al

- quantitativo di sostanza di un reattore, senza prevedere che lo scarico dai reattori generalmente avviene per sostanza già parzialmente reagita e non pura, non ha valutato le condizioni di miscelazione e di controllo livelli e temperatura;
- il manuale operativo del reparto A elenca tra le anomalie la possibilità di scarico dei dischi di rottura verso la vasca di emergenza, in tal caso il monomero passa attraverso la colonna di abbattimento C (la rilevazione di sovrappressione del reattore interessato attiva automaticamente tale sistema). In caso di mancato intervento automatico del sistema di abbattimento esiste una idonea procedura di gestione manuale per abbattimento e lavaggio camino, nella quale è previsto anche il monitoraggio della vasca e la visione del livello di prodotto in essa contenuto attraverso l'oblò. Per tale anomalia è prevista l'informazione ai capi area dei reparti A e B;
 - il manuale operativo del reparto A ammette lo scarico volontario di prodotto dal fondo del reattore, al verificarsi di quest'evento il personale di reparto deve informare il Servizio Antincendio dello stabilimento che vigila sulla effettiva erogazione di schiuma, effettua altresì il flussaggio di lavaggio colonna C e camino per evitare la fuoriuscita di eventuali vapori di polimerizzazione. Le azioni di monitoraggio "ripetuto" e quelle di immissione schiuma e lavaggio colonna/camino sono espressamente indicate;
 - il manuale operativo del reparto A è privo di indicazioni, in caso di guasto, dell'esclusione delle valvole tipo 1 e del conseguente utilizzo di manichette flessibili per invio diretto del prodotto intercettato a monte dei reattori nella vasca di emergenza, nonché delle conseguenti azioni di monitoraggio;
 - la procedura di informazione prevede riunioni giornaliere, ispezioni in campo pianificate, comunicazioni e segnalazioni da parte del personale, giri del management, compilazione di check list su eventi. Una corretta applicazione dello schema di flusso contenuto nella procedura avrebbe certamente consentito di pianificare in maniera adeguata le azioni ed il monitoraggio del monomero presente all'interno della vasca, anche se la procedura è priva di strumenti di informazione efficaci nell'immediato (carenti o assenti gli strumenti di comunicazione degli eventi e delle azioni correttive da garantire continuamente e nell'immediato);
 - una delle istruzioni di comunicazione prevede l'impiego di registri delle consegne e dei fatti salienti al cambio turno, in ottemperanza ad essi risultano gli episodi salienti rilevati nel corso del turno e le anomalie di marcia riscontrate; non risultano evidenze delle disposizioni relative alle modalità di conduzione dell'impianto con deviazioni in atto, né indicazioni sulle situazioni anomale riguardanti la sicurezza e l'ambiente e le relative comunicazioni di carattere gestionale e organizzativo;
 - nel verbale di meeting del mercoledì risultano due near miss (non identificati per oggetto) e si fa menzione delle due reazioni fuori specifica, non risulta altra informazione ad esempio riguardo alla gestione del monomero all'interno della vasca di emergenza; nel verbale di meeting del giovedì si confermano i due near miss senza indicazioni sulla gestione, risulta la convocazione di un meeting della

- domenica a seguito dell'accadimento dell'evento incidentale ma non si ha riscontro di verbali, né è seguita una comunicazione;
- gli elementi critici individuati con apposita procedura non contemplano le valvole tipo 1 oggetto di frequenti malfunzionamenti; la procedura annovera tra gli elementi critici anche apparecchiature, macchinari, strumentazioni e attrezzature assimilabili ad elementi critici che non generano Top Event ma che, sulla base dell'esperienza operativa, hanno comportato (con il loro guasto oppure con il loro mancato intervento) anomalie, near-miss, quasi incidenti, incidenti, infortuni, quasi infortuni, in cui sono state coinvolte una o più sostanze pericolose ai sensi del CLP, tali da farli ritenere elementi critici. Non sono previste manutenzioni predittive sulle valvole di tipo 1;
 - poiché il manuale operativo del reparto A non contempla quale operazione ordinaria la deviazione di una o più linee a monte dei reattori verso la vasca di blow-down, tale eventualità doveva essere gestita quale modifica temporanea mediante la specifica procedura, ciò avrebbe consentito di effettuare una corretta analisi dei rischi e di approntare misure di sicurezza idonee, da consolidare in una modifica definitiva;
 - i responsabili dello stabilimento industriale hanno ritenuto di non applicare la procedura di gestione di eventi non pianificati (ad esempio per sversamenti o rilasci che generano la perdita di un agente chimico in qualsiasi stato fisico anche se intercettato da un sistema di contenimento e che riguardi rilasci in un contenimento) ritenendo che l'evento occorso rientrava tra quelli pianificati; tale valutazione risulta erranea in quanto la deviazione delle manichette non è presente nei manuali operativi e quindi non è un'azione per anomalie previste e valutate;
 - non è stata applicata la procedura di gestione delle non conformità; quindi, non è presente un'informazione documentata dell'azione correttiva e dei piani di monitoraggio in atto nella gestione della vasca di emergenza tra il lunedì e la domenica.

4. L'analisi delle cause

4.1 Elenco delle cause

La Commissione ha stilato l'elenco delle cause comuni che hanno condotto all'evento incidentale e che si possono così riassumere secondo un ordine cronologico con riferimento alla timeline:

1. inosservanza di indicazioni contenute nella scheda di sicurezza (controllo temperatura e miscelazione)
2. mancanza di uno studio specifico dei quantitativi di inibitore e della sua efficacia in relazione agli eventi di Stabilimento;
3. assenza di apposita analisi di rischio per l'invio di grossi quantitativi di reagenti alla vasca di emergenza (ad esempio per bypass di un reattore a monte), valida anche per l'invio di reagenti e prodotti classificati in allegato 1 al D.Lgs 105/15;
4. erranea applicazione della procedura di identificazione delle apparecchiature critiche, con riferimento alle valvole tipo 1;

5. assenza di manutenzioni predittive sulle valvole tipo 1
6. assenza di test delle valvole tipo 1 basati su valutazione delle frequenze di guasto delle valvole di tipo 1;
7. erronee o inefficaci procedure di manutenzione e di prova delle valvole tipo 1;
8. mancata formazione operatori di ditte esterne su attività specifiche (montaggio e prova valvole tipo 1);
9. carenze di progettazione di sistemi di controllo nella sezione di caricamento reattori (pressioni, livelli, etc.) e di provvedimenti per evitare la solidificazione dei reagenti nelle linee;
10. assenza nel manuale operativo del reparto A di indicazioni relative al comportamento dell'impianto e degli operatori in caso di anomalie delle valvole tipo 1;
11. assenza del manuale operativo del reparto A dell'uso delle manichette e dei relativi comportamenti per invio reagenti alla vasca di emergenza;
12. disapplicazione procedura modifica temporanea (bypass di un reattore) che avrebbe previsto l'esecuzione di un'analisi di rischio preliminare ed una eventuale progettazione specifica dei sistemi di monitoraggio e sicurezza;
13. assenza di approfondimento delle cause della perdita e delle quantità rilasciate nella vasca di emergenza;
14. assenza di una procedura specifica per invio di monomeri dal miscelatore SA alla vasca di emergenza;
15. mancata informazione documentata sull'evento (check list e verbali di meeting) a tutti gli interessati e sulle azioni conseguenti;
16. mancata applicazione della procedura su eventi non pianificati;
17. mancata applicazione della procedura non conformità;
18. errata applicazione procedura "fatti salienti" per mancate indicazioni di anomalie;
19. mancata applicazione della procedura di emergenza prevista in caso di scarico di fondo dei reattori;
20. procedura di informazione carente nella parte relativa alla comunicazione ed ai relativi strumenti, in caso di eventi ed azioni immediate;
21. mancata informazione documentata sulle procedure di inibizione e controllo del monomero disapplicando procedure presenti in stabilimento per eventi analoghi;
22. mancata informazione e comunicazione dell'anomalia fino alla sua soluzione definitiva (perdita di informazioni nei cambi turno);
23. mancanza informazione documentata sull'efficacia dell'azione correttiva di gestione della vasca di emergenza;
24. carente azione di inibizione in continuo
25. mancanza di indicazioni del comportamento in caso di anomalie nella procedura specifica per il passaggio di consegne tra i reparti A e B;
26. carenza di dotazioni impiantistiche idonee per la vasca di emergenza (mescolatore ed indicazione livello), per la colonna e l'abbattitore (automatismo in caso di rilevazione di pressione o temperatura inadeguate in caso di scarico non voluto di monomero), assenza allarmi sulla sezione di trattamento reflui.

4.2 Root cause analysis RCA, Diagramma di Ishikawa e cause di radice ^[2]

La root cause analysis (RCA) è una tecnica di indagine che viene applicata ad eventi significativi, in particolare incidenti e quasi incidenti, ed è finalizzata ad esaminare quanto accaduto con la finalità di individuare le cause e non i colpevoli. La RCA è basata su un approccio metodologico che presenta l'evento finale come un accadimento non voluto, il percorso dell'analisi tende a individuare le cosiddette latent condition (condizioni organizzative e di contesto di lavoro con lacune, inefficienze ed errori di tipo progettuale) e latent failure (condizioni concrete in cui gli individui si trovano ad operare). L'analisi si conclude con l'esame delle active failure, cioè le azioni non sicure, gli errori umani e le violazioni, che portano all'insorgere dell'incidente. L'impiego delle varie tecniche della RCA prevede di definire il problema, comprendere il processo, identificare le possibili cause, raccogliere ed analizzare i dati. La RCA si completa con le fasi (non analizzate nella presente memoria) riguardo l'individuazione di possibili soluzioni, la loro selezione ed implementazione, la valutazione degli effetti ed il consolidamento del cambiamento. Il diagramma di Ishikawa (detto anche diagramma causa effetto) è uno dei metodi utilizzati per la RCA ed è stato concepito per aiutare le aziende a cercare in maniera strutturata i problemi e le relative cause. Con esso si rappresenta graficamente ogni problema per il quale si intende trovare una soluzione duratura con le relative cause. Sul lato destro del grafico si inserisce il problema, nel nostro caso l'evento, sulla linea che si indirizza al problema si dipartono altre linee secondarie sulle quali sono raggruppate le possibili cause del problema. Il raggruppamento viene effettuato secondo le macroaree (variabili principali) sottoindicate:

- ✓ Materiali
- ✓ Macchine
- ✓ Metodi
- ✓ Manodopera
- ✓ Milieu (ambiente)
- ✓ Management
- ✓ Misurazioni
- ✓ Money (denaro).

Vi sono diversi metodi di costruzione del diagramma a seconda del grado di approfondimento e del numero di macroaree da indagare e dei raggruppamenti (metodo da 4M ad 8M).

Per trovare la causa effettiva di un problema, si ricorre al cosiddetto metodo delle 5 W, secondo questo metodo ci si domanda per cinque volte "perché" su ogni singola causa (in tal modo si riescono anche a raggruppare meglio le concause) e si sceglie la causa principale (brainstorming del gruppo di lavoro che individua le priorità). Non bisogna tuttavia dimenticare che la finalità principale del diagramma di Ishikawa è di portare ordine nel processo di risoluzione dei problemi, rappresenta quindi una notevole semplificazione e non si entra nella complessità dei processi industriali, delle causalità temporali così come delle interazioni reciproche che non sono rappresentabili. Durante l'analisi e l'approfondimento del problema

occorrerebbe suddividere ulteriormente questi sottopunti. Per motivi di brevità di trattazione e rappresentazione, in figura 2, sono state adottate solo 6M ed è stato effettuato un raggruppamento fino alla prima linea.

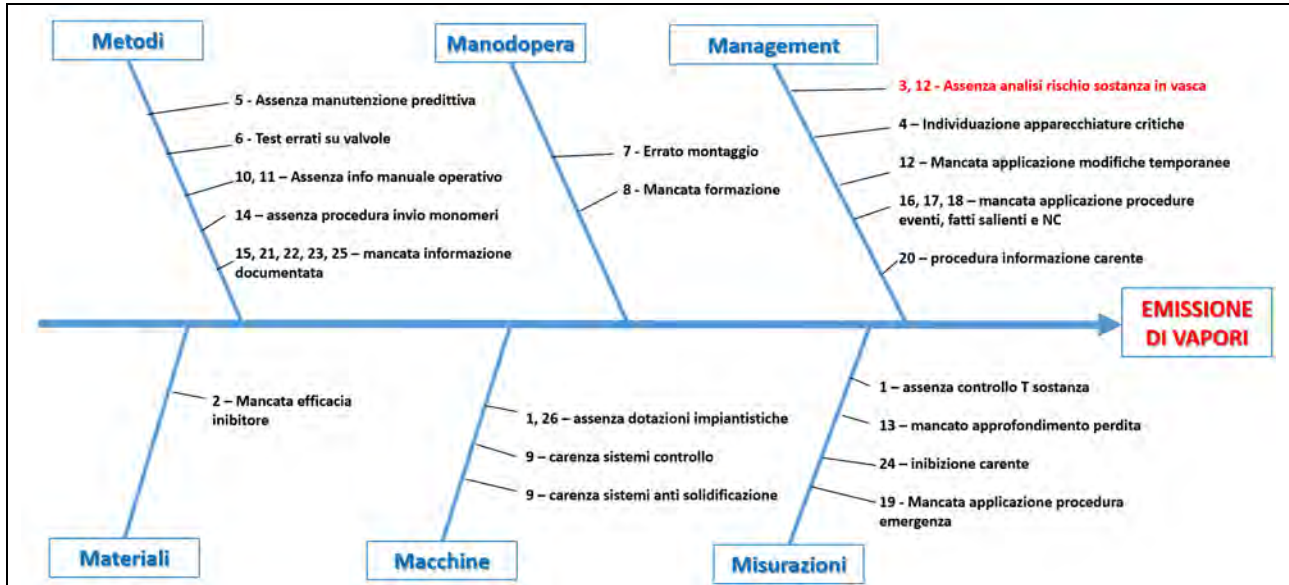


Figura 2. Diagramma di Hishikawa dell'evento incidentale

La causa di radice va individuata nella mancanza di un'analisi di rischio preliminare o quantomeno della modifica temporanea, condotta secondo i criteri del D.Lgs 105/15. Quest'analisi era necessaria, in quanto, seppur in atto nello stabilimento procedure di invio di prodotti alla vasca di emergenza e di gestione in emergenza di tali accadimenti (scarico reattori e dischi di rottura), l'invio di un monomero non reagito volontario o occasionale (deviazione delle manichette) in quantità elevate avrebbe avuto come conseguenza (come si è poi manifestato) un differente comportamento della sostanza con riferimento al tempo. Si è dimostrato che gli impianti, le azioni di mitigazione e quelle di emergenza hanno fallito a causa del mancato studio, l'assenza o carenza di comunicazioni (possibile errore umano) ha solo reso inefficaci azioni estemporanee e non programmate secondo criteri di analisi e tecnici verificati. Una corretta analisi del rischio avrebbe comportato la necessità di valutare, tra l'altro, tutte le sostanze pericolose che potevano essere immesse nella vasca, le loro caratteristiche e quantità, effettuare una analisi quantitativa del rischio (event e fault tree analysis ETA, FTA), con ovvia verifica dei ratei di guasto, dell'incidenza del fattore umano, dell'idoneità degli impianti adottati, tutte misure atte a ridurre al minimo la frequenza di accadimento dell'evento (rilasci in vasca di emergenza) e dello scenario (emissione di vapori).

5. Conclusioni

Il supplemento di ispezione messo in atto in occasione dell'evento ha generato 10 raccomandazioni e 14 proposte di prescrizione; eccetto una raccomandazione già

prevista in generale nell'ispezione ordinaria (adeguamento di alcuni P&I), per le altre non era stato formulato analogo riscontro gestionale.

Le attività di ispezione ordinaria sono generalmente orientate in forma di "audit" ed atte a verificare, mediante la lista di riscontro (Appendice 3 del D.Lgs 105/15), l'assolvimento degli obblighi giuridici e normativi. I tempi limitati di ispezione obbligano spesso a non approfondire temi specifici, quali ad esempio l'analisi del Gestore degli eventi incidentali (analisi esperienza operativa (Appendice 2 sezione 2 del D.Lgs 105/15).

Anche l'approccio utilizzato da molti Gestori è orientato evidentemente all'assolvimento degli obblighi mediante procedure e moduli di registrazione complessi rispetto anche alle risorse disponibili ed ai tempi di gestione complessivi dei processi aziendali.

In questo contesto è di fondamentale importanza migliorare le capacità di analisi del rischio, anche al fine di non sottostimare alcuni eventi, la partecipazione a tale analisi da parte di tutti gli operatori coinvolti nei processi, l'analisi delle cause in occasione di accadimenti di eventi iniziatori e finali più o meno significativi.

L'adozione di misure organizzative, gestionali e tecniche nell'ottica del miglioramento continuo risultano tanto più efficaci quanto più sarà evoluto il processo di comunicazione, coinvolgimento, maturazione delle conoscenze in tutto il contesto aziendale.

Bibliografia

- [1] Decreto Legislativo 26 giugno 2015, n. 105. Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose.
- [2] [Diagramma di Ishikawa | Come funziona il diagramma causa effetto - IONOS](#)

Interferenza fra attrezzature per lavori in quota e impianti di processo negli stabilimenti con pericolo di incidente rilevante

F.M. Fabiani, S.M. Ansaldo

Inail – Dit

Abstract

Nell'esperienza operativa degli stabilimenti con pericolo di incidente rilevante (PIR), si riscontrano alcuni eventi accaduti durante attività lavorative con l'impiego di attrezzature per lavori in quota, soprattutto ponteggi, utilizzate per lavori di manutenzione e riparazione di varia natura.

Tali eventi sono da ricondurre all'interferenza fra tali attrezzature provvisorie e parti di impianto, in particolare per quel che riguarda il loro utilizzo in base allo specifico contesto.

L'obiettivo del presente lavoro è portare l'attenzione su questa problematica e fornire indicazioni utili ai gestori degli stabilimenti, alle ditte appaltatrici e agli ispettori Seveso per coniugare gli aspetti legati all'utilizzo in sicurezza dei ponteggi e la prevenzione degli incidenti rilevanti.

L'attività è partita dall'analisi delle schede di esperienze operative, raccolte dagli ispettori Seveso in Italia durante le ispezioni di cui all'art. 27 del d.lgs. 105/2015.

Tali schede sono state raccolte e indicizzate in un archivio, gestito da EsOpIA (Esperienze Operative e Intelligenza Artificiale), un motore di ricerca dell'Inail basato su tecniche di machine learning e intelligenza artificiale.

In questo modo è stato possibile selezionare con modalità automatiche le schede relative alla tematica in oggetto ed analizzare gli eventi specifici.

Analoga ricerca è stata effettuata consultando banche dati internazionali, quali ARIA-BARPI e e-Mars.

Lo studio dimostra che l'interferenza delle attrezzature per lavori in quota con parti di impianto può essere causa di quasi incidenti oppure concausa di incidenti rilevanti negli stabilimenti PIR.

Dall'analisi dei documenti, sono stati evidenziati gli eventi più significativi e indicate misure di prevenzione in forma di lezioni apprese.

Keywords: Esperienze operative, cantieri, ponteggi.

1. Introduzione

Il lavoro ha preso spunto dalla segnalazione di un ispettore Seveso che aveva riscontrato, durante un'ispezione, un caso di interferenza tra un ponteggio e l'impianto. Lo studio si è avviato per capire quando i ponteggi siano utilizzati

all'interno degli stabilimenti Seveso e se, durante il loro utilizzo, si siano verificati eventi, con o senza conseguenze.

Nelle industrie chimiche e petrolchimiche, soggette alla Direttiva Seveso (d.lgs. 105/15) [1] le "esperienze operative" sono la raccolta storica di schede di incidenti, quasi incidenti e anomalie accaduti in uno stabilimento; esse fanno parte integrante del Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) in materia di prevenzione degli incidenti rilevanti. Ogni scheda, come richiesto nel d.lgs. 105/15 (Allegato H, sezione 2), riporta sia la descrizione di quanto accaduto e delle azioni intraprese, sia i risultati dell'analisi, effettuata dal Gestore dello stabilimento, per fornire indicazioni sugli elementi del sistema di gestione della sicurezza coinvolti.

L'analisi delle esperienze operative permette di evidenziare gli elementi, tecnici ed organizzativi, di debolezza del SGS; ma allo stesso tempo rappresenta una "opportunità" di miglioramento della sicurezza.

Lo studio degli eventi incidentali minori e di quelli che non hanno avuto conseguenze (quasi-incidenti, anomalie) nasce e si sviluppa storicamente in quei settori (ad esempio aeronautico, nucleare, chimico) nei quali gli eventi incidentali accadono di rado, ma quando avvengono hanno conseguenze disastrose.

Registrare, monitorare, analizzare gli eventi "minori" e i quasi-incidenti significa capire che cosa ha "fallito" (ciò che li ha provocati) e che cosa ha "funzionato" (ciò che ha ostacolato il verificarsi dell'evento maggiore, "disastroso"), come illustrato in [2, 3].

Così, da un lato, si possono ricavare degli indicatori significativi di criticità del SGS, dall'altro si aumenta la consapevolezza dell'utilità dei sistemi tecnici e degli aspetti organizzativi.

Negli stabilimenti PIR Il Sistema di Gestione della Sicurezza struttura e organizza in modo razionale tutte le attività relative alla sicurezza dell'impianto. Ciò si realizza anche attraverso l'implementazione di procedure e istruzioni operative che regolano il funzionamento (l'esercizio) in condizioni di sicurezza, inclusa la manutenzione dell'impianto, la gestione dei processi e delle attrezzature.

I Permessi di Lavoro (PdL) sono documenti per autorizzare, gestire e fornire indicazioni sull'esecuzione di lavori all'interno di uno stabilimento, destinati ai lavoratori (interni e di ditte esterne) dei rischi specifici inerenti l'area di lavoro e le attività da svolgere [4].

Quando si ha la necessità di eseguire lavori di costruzione o di manutenzione in quota, cioè ad una altezza pari o superiore a 2 m rispetto ad un piano stabile (d.lgs. 81/08), devono essere impiegate idonee attrezzature, in relazione alle lavorazioni da svolgere, alle caratteristiche del sito di lavorazione.

Negli stabilimenti PIR, il ponteggio è un'attrezzatura molto utilizzata a tale scopo.

Da un lato, la costruzione e l'utilizzo di un ponteggio sono normati a livello legislativo [d.lgs. 81/08], dall'altro le attività lavorative di manutenzione all'interno dei siti PIR sono regolate e gestite attraverso apposite procedure e PdL. L'analisi delle esperienze operative hanno evidenziato che la gestione della sicurezza dei singoli

ambiti, cioè l'utilizzo del ponteggio e l'esecuzione delle lavorazioni nel sito PIR, separatamente, non è sufficiente a garantire la sicurezza dell'intero sistema (utilizzo del ponteggio nell'impianto).

2. Obiettivi

Questo lavoro, partendo dall'analisi di casi reali, intende evidenziare gli aspetti più critici derivanti dall'interferenza fra l'utilizzo di ponteggi e parti di impianto, in particolare per quel che riguarda lo specifico contesto degli stabilimenti PIR.

L'obiettivo è portare l'attenzione su questa problematica e fornire indicazioni utili ai gestori degli stabilimenti, alle ditte appaltatrici e agli ispettori Seveso per coniugare gli aspetti legati all'utilizzo in sicurezza dei ponteggi e la prevenzione degli incidenti rilevanti.

Nella sezione 3 si illustrano brevemente le banche dati consultate e le modalità di ricerca per estrarre i casi studio descritti nella sezione 4. Nella sezione 5 si riportano i risultati dell'analisi dei casi studio, anche riassunti in forma di lezioni apprese; alcune considerazioni conclusive sono contenute nella sezione 6.

3. Materiali e metodi

Lo studio si basa sull'analisi di documenti contenuti in tre differenti archivi di eventi incidentali in ambito industriale.

Di seguito ne viene fornita una breve descrizione, oltre alla descrizione dei metodi di ricerca utilizzati per estrarre i documenti di interesse.

3.1 EsOplA

L'archivio documentale delle esperienze operative raccolte dagli ispettori Seveso durante le ispezioni di cui all'art. 27 del d.lgs. 105/2015, è gestito da EsOplA (Esperienze Operative e Intelligenza Artificiale), un motore di ricerca di Inail basato su tecniche di Machine Learning (ML) e Intelligenza Artificiale (IA) [5].

Il modello (ontologia) definito in EsOplA, è stato progettato per rappresentare il testo contenuto nei documenti attraverso i concetti che lo caratterizzano e le relazioni che intercorrono tra essi. I concetti (o entità) individuati sono quelli generalmente presenti nei documenti delle esperienze operative, quali: attrezzatura (*apparatus*), evento (*event*), sostanza (*substance*), barriera (*barrier*), attività (*activity*), persona (*people*). Alcuni di questi concetti sono stati suddivisi in sotto-classi (o sotto-entità) per fornire dettagli più specifici. L'entità evento, ad esempio, è stata dettagliata per descrivere l'evento incidentale (*major*), la perdita di contenimento (*loss*), il guasto o fallimento generale (*failure*), il meccanismo di deterioramento (*deterioration*), oppure l'evento positivo (*success*). L'entità barriera (*barrier*) fa riferimento alle misure (barriere) di prevenzione e di mitigazione, sia tecniche (*technological*) che organizzative (*organizational*), menzionate in ciascun documento. Per entità *people* si intende il tipo di ruolo del personale coinvolto. Le relazioni permettono di definire un "legame" logico tra singole parole (o sequenze di parole)

contenute nel documento; in particolare la relazione di *causa* evidenzia la sequenza di eventi.

Il sistema utilizza tecniche di ML per estrarre in modo automatico le informazioni contenute in ogni documento, classificando i termini trovati nel testo e mettendoli in relazione fra di loro sulla base del modello concettuale definito [6].

Il sistema attualmente contiene circa 4000 esperienze operative provenienti da vari settori, tra i quali quello chimico, petrolchimico, depositi di gas, esplosivi.

Il metodo adottato per la ricerca dei documenti è quello di interrogare l'archivio utilizzando sia il linguaggio naturale sia la selezione degli elementi del modello estratti, classificati e automaticamente aggiornati dal sistema.

3.2 Aria del BARPI

Il sistema Aria (Analysis, Research and Information on Accidents), realizzato dal BARPI (*Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels*) in Francia [7] è l'archivio multimediale degli incidenti relativi a tutti i siti produttivi, inclusi gli stabilimenti Seveso e sono classificati in base alla severità e al tipo di conseguenze.

Il sistema dispone di circa 50000 relazioni di incidenti, occorsi prevalentemente in Francia.

Le relazioni dei singoli eventi sono testi non strutturati che descrivono l'incidente e le azioni intraprese; le pubblicazioni sono invece documenti organizzati secondo diversi tipi di formati, da bollettini sintetici a documenti tematici estesi.

La ricerca si effettua indicando i termini che si vogliono trovare nei documenti (in inglese o francese) e si può perfezionare selezionando parole chiave fornite automaticamente dal sistema. I filtri che si possono applicare nella ricerca sono di tipo generale, quali, ad esempio, l'area tematica, il tipo di pubblicazione o l'anno di accadimento; oppure sono criteri specifici dell'incidente: la localizzazione (es.: stato, regione, città), le sue caratteristiche (es.: evento, attrezzature, sostanze), le tipologie di cause e conseguenze.

3.3 eMars

La banca dati eMARS [8] è l'archivio delle segnalazioni degli incidenti rilevanti e dei quasi incidenti avvenuti negli Stati Membri della Comunità Europea, istituito dalla direttiva Seveso 82/501/CEE dell'UE nel 1982, ed ancora in vigore. Lo scopo di eMARS è quello di "*facilitare lo scambio di lezioni apprese al fine di migliorare la prevenzione degli incidenti chimici e la mitigazione delle potenziali conseguenze*" [8].

L'archivio dispone di 1188 documenti; i report sono organizzati secondo un formato standard, suddiviso in sezioni: informazioni generali, descrizione dell'incidente, descrizione del sito, sostanze coinvolte, cause, conseguenze, risposte all'emergenza, lezioni apprese. Ogni sezione si compone di una parte descrittiva a testo libero e di una parte a selezione multipla di parole chiave predefinite.

La ricerca si svolge indicando parole (in inglese) che sono contenute all'interno dei documenti, con la possibilità di poter selezionare alcuni parametri generici assegnati

a ciascun documento, quali ad esempio l'anno di accadimento, il tipo e la gravità dell'evento.

4. Casi studio

In questa sezione si illustrano le schede estratte in ciascun archivio, utilizzando il termine *ponteggio* e i corrispondenti *scaffold*, in inglese, ed *échafaudage*, in francese. Il numero dei documenti contenenti tale termine è in generale basso in tutti e tre gli archivi.

Le tabelle illustrate in questa sezione riportano l'identificativo del documento estratto, relativo all'archivio di provenienza, ed una breve descrizione.

Per ogni archivio i documenti sono stati raggruppati in base ai seguenti tre criteri:

- eventi dovuti all'interferenza tra componenti di ponteggio e dispositivi di controllo/regolazione dell'impianto durante il montaggio e lo smontaggio di ponteggi
- eventi dovuti all'interferenza tra ponteggio e parti di impianto per errato posizionamento del ponteggio
- eventi dovuti a scarsa pulizia e scarso ordine del posto di lavoro.

4.1 Analisi schede EsOPIA

Le schede estratte utilizzando il termine "ponteggio" sono risultate sedici. Di queste solo sette sono pertinenti con gli obiettivi dello studio, cioè riportano eventi in cui il ponteggio è stato direttamente coinvolto [10].

Dall'analisi dei modelli estratti automaticamente dal sistema da ciascuna di queste schede, emerge che le attività, messe in relazione al ponteggio, sono quelle di *costruzione, installazione, montaggio, smontaggio, movimentazione*. Emerge inoltre che l'elemento *ponteggio* è in relazione diretta con gli eventi *danneggiamento* e *urto*.

La Tabella 1 riporta la descrizione di eventi dovuti all'interferenza tra componenti del ponteggio e dispositivi di controllo/regolazione dell'impianto.

ID	Descrizione
684	<i>Rilascio sostanza pericolosa. Fuoriuscita di [sostanza facilmente infiammabile] da uno spurgo sulla linea che collega il reattore di produzione al ribollitore. Durante la costruzione del ponteggio gli operatori hanno presumibilmente urtato contro il sensore di fine corsa della valvola, l'operatore al quadro allertato da DCS movimentava causando la fuoriuscita di della sostanza da uno spurgo. La nube investiva i 4 operatori addetti alla costruzione del ponteggio.</i>
351	<i>Apertura accidentale della valvola della presa campione. Durante la costruzione del ponteggio, l'operatore, con un tubo innocenti, urtava e apriva inavvertitamente la valvola della presa campione H2O2 di produzione. L'H2O2 dalla presa campione defluiva verso l'imbutto di raccolta che non riuscendo a smaltirla completamente si riempiva facendo stramazzare il liquido sulla platea.</i>
2861	<i>Rilascio di Acido Cloridrico. Rilascio da un raccordo flessibile in PVC durante l'installazione di un ponteggio di protezione delle macerie da parte di un'impresa esterna. Urto per movimentazione componenti ponteggio.</i>

2028	<i>Blocco del forno per disservizio. Durante le attività di smontaggio ponteggio fronte forno presso la valvola regolatrice i dipendenti di una ditta esterna hanno incautamente poggiato paline e pianali sul gruppo di regolazione impedendone il corretto funzionamento e quindi il controllo remoto da DCS; la valvola in oggetto è la valvola regolatrice di pressione del fuel gas al forno. Gli ingombri impedivano la chiusura della valvola, richiesta dal loop di controllo della pressione. Da sala controllo il quadrista rilevava (tramite allarme) un eccessivo offset tra valore di set point e valore misurato della pressione, pertanto richiedeva una verifica in campo sul gruppo di regolazione da parte dell'operatore esterno. Successivamente l'operatore esterno verificava la presenza del materiale poggiato sul gruppo di regolazione dalla ditta esterna e riferiva tramite radio al capoturno; quest'ultimo dava disposizioni alla ditta per la rimozione del materiale malposto seguito della rimozione si verificava la repentina chiusura della valvola con conseguente riduzione della pressione sino ai valori di blocco e conseguente blocco del forno.</i>
------	--

Tabella 1. Schede EsOplA: eventi dovuti all'interferenza tra componenti di ponteggio e dispositivi di controllo/regolazione dell'impianto durante il montaggio e lo smontaggio di ponteggi.

I primi tre documenti riportano i casi in cui, durante il montaggio del ponteggio, la movimentazione di componenti ha provocato urto con alcune parti dell'impianto (sensore fine corsa, valvola presa campione, flessibile) causandone la rottura. In alcuni casi, c'è stata fuoriuscita di sostanze pericolose.

L'ultimo caso della Tabella 1 (ID 2028) riporta che, durante le attività di smontaggio, alcuni componenti del ponteggio sono stati appoggiati, da lavoratori di una ditta terza, su un gruppo di regolazione della pressione del gas dell'impianto. Ciò ha provocato il mancato funzionamento dei sistemi, impedendo il controllo remoto da parte degli operatori del Distributed Control System (DCS). Comunque, l'attivazione dell'allarme in sala controllo ha permesso l'intervento dei responsabili.

La Tabella 2 riporta le schede relative a segnalazioni di interferenza dovute all'errato posizionamento del ponteggio rispetto all'impianto, rilevati quando il ponteggio era già stato installato. In un caso (ID 5223) l'interferenza ha provocato la deformazione di un tubo primario di uno strumento collegato ad un reattore, la situazione è stata scoperta in tempo prima che ci fossero conseguenze.

ID	Descrizione
5223	<i>Danneggiamento primario da ponteggio. Durante l'installazione di un ponteggio è stato danneggiato il primario dello strumento (tubing)</i>
3274	<i>Caduta lampada. Nell'area dell'essiccatore malico durante la fase di riavviamento del trasporto pneumatico, una lampada si staccava dai supporti cadendo a terra. Nella mattinata era stato montato un ponteggio le cui estremità erano in contatto da una parte con l'essiccatore e dall'altra con la lampada stessa. Nel pomeriggio l'essiccatore è stato riavviato e molto probabilmente le vibrazioni prodotte dal suo funzionamento si sono trasmesse alla lampada tramite il ponteggio, causando la rottura dei supporti.</i>

Tabella 2. Schede EsOplA: eventi dovuti all'interferenza tra ponteggio e parti di impianto per errato posizionamento del ponteggio.

La scheda (ID 3274) descrive la caduta di una lampada per effetto della trasmissione delle vibrazioni del macchinario attraverso il ponteggio, costruito a contatto con un macchinario in funzione. Questo evento potrebbe sembrare di scarso interesse, dal

momento che la conseguenza è stata solo una lampada rotta; ma, l'importanza della segnalazione risiede nell'aver evidenziato un errato posizionamento del ponteggio in relazione ad una parte di impianto in funzione.

Infine, la scheda riportata in Tabella 3 illustra un caso di principio di incendio dovuto al malfunzionamento di una lampada dimenticata al termine del lavoro all'interno di un'attrezzatura. Questo esempio evidenzia quanto sia importante mantenere pulito e in ordine il posto di lavoro.

ID	Descrizione
861	<i>Principio di incendio interno alla sfera, esclusa dal processo, bonificata. Nei giorni precedenti all'evento era in corso lo smontaggio del ponteggio interno. Cause: malfunzionamento lampada per illuminazione temporanea. Sono state informate le imprese terze, precisando che "Prima di lasciare il luogo di lavoro occorre sempre mettere in sicurezza le attrezzature".</i>

Tabella 3. Scheda EsOplA: eventi dovuti a scarsa pulizia e scarso ordine del posto di lavoro.

4.2 Analisi schede Aria

La ricerca in Aria è stata eseguita utilizzando il termine inglese *scaffold* e quello francese *échafaudage*. I risultati ottenuti sono 60, ma solo 7 sono pertinenti, cioè riportano eventi in cui il ponteggio è stato direttamente coinvolto in impianti industriali.

Due incidenti, illustrati in Tabella 4, sono stati causati da rotture di elementi dell'impianto in seguito alla collisione con componenti di ponteggio durante la loro movimentazione; in entrambi i casi c'è stata fuoriuscita di sostanze pericolose.

In particolare, il caso ID 57383 riporta la perdita derivata dalla rottura di un rubinetto utilizzato per iniettare vapore in una tubazione destinata ai ribollitori. La rottura è stata localizzata in corrispondenza della saldatura della valvola, sopra la borchia, su cui non era presente nessun rinforzo. La possibile causa individuata e descritta nel documento è stata una collisione durante il montaggio di un ponteggio in prossimità di tale diramazione.

In un impianto chimico (ID 35265), l'acido cloridrico (HCl) è stato rilasciato nell'atmosfera in seguito al malfunzionamento di una valvola di regolazione della pressione su una colonna contenente HCl. Questo malfunzionamento si è verificato in seguito allo strappo del tubo di alimentazione della valvola di regolazione della pressione, causato da errata movimentazione da parte di una ditta di ponteggi.

ID	Descrizione
57383	<i>Alle 18:00, la dietanolamina liquida rigenerata (DEA) è fuoriuscita da una delle unità di idrodesolfurazione diesel (HD2) di una raffineria. Si scoprì che la perdita proveniva dallo scarico congiunto delle pompe sotterranee della colonna del rigeneratore. La perdita è stata causata da una rottura di una connessione DN20 utilizzata per iniettare vapore tramite un tubo DN250 nei ribollitori. In prossimità di questo raccordo erano state predisposte delle impalcature per l'esecuzione dei lavori edili. Durante il suo montaggio e poiché la connessione non è stata rinforzata, è possibile che ci sia stata una collisione con la connessione.</i>
35265	<i>Fuoriuscita di acido cloridrico. In un impianto chimico, l'acido cloridrico (HCl) è stato rilasciato</i>

	<i>nell'atmosfera in seguito al malfunzionamento di una valvola di regolazione della pressione su una colonna contenente HCl. Questa colonna viene leggermente riscaldata quando la pressione aumenta rapidamente fino alla rottura del disco. Il malfunzionamento è derivato dallo strappo del tubo di alimentazione della valvola di regolazione della pressione da parte di una ditta di ponteggi.</i>
--	---

Tabella 4. Schede Aria: eventi dovuti all'interferenza tra componenti di ponteggio e dispositivi di controllo/regolazione dell'impianto durante il montaggio e lo smontaggio di ponteggi.

Negli incidenti estratti da Aria, si ritrovano anche casi dovuti a posizionamenti errati del ponteggio che hanno impedito il funzionamento o l'accesso a parti dell'impianto, come illustrato in Tabella 5.

ID	Descrizione
59427	<i>Alle 5:06, gli operatori di una fabbrica farmaceutica hanno notato un rapido abbassamento del livello del serbatoio del glicole etilenico. Il prodotto confluisce nelle fognature termali che scaricano nel fiume. La causa primaria dell'inquinamento inviato alle fognature termiche è stata la perdita di glicole attraverso una valvola semiaperta sulla doppia camicia di un reattore durante il riempimento di glicole di quest'ultimo. Tra i fattori aggravanti emerge la presenza di impalcature davanti alle valvole manuali.</i>
54319	<i>Un'interruzione generale e prolungata dell'energia elettrica nell'impianto ha comportato il fermo delle apparecchiature, compresi i dispositivi di trattamento dei fumi. Durante l'evento una valvola di non ritorno è rimasta bloccata in posizione aperta a causa di una sbarra di un ponteggio. L'ingresso di vapore parassita nella turbina ha poi causato un'eccessiva velocità del GTA, che ne ha provocato l'interruzione e l'interruzione dell'alimentazione elettrica del sito.</i>
59172	<i>Perdita di acido cloridrico da uno stabilimento chimico. Intorno alle 23:05 si è verificata una perdita di acido cloridrico al 33% a livello del passo d'uomo di un serbatoio in un impianto di produzione chimica. L'allarme è dato dall'attivazione di un sensore. La quantità di acido cloridrico fuoriuscito è stimata in 800 kg. Il ponteggio, predisposto per le ispezioni interne, ha danneggiato il rivestimento butilico interno del serbatoio a livello del passo d'uomo, provocandone la corrosione.</i>
52800	<i>Perdita di gasolio da un impianto petrolchimico. Intorno alle 9:30, in un impianto petrolchimico, si è verificata una perdita non accesa di gasolio aerosol a livello di un prelievo di strumentazione (flussometro) su una tubazione allo scarico di una pompa dell'unità steam cracker. Essendo il flusso elevato, l'operatore ha attivato il PEI e confinato il personale delle unità circostanti e sottovento. La connessione alla strumentazione all'origine della perdita era in acciaio inossidabile. Una delle ipotesi che potrebbe spiegare la rottura è che la bocchetta sia stata sottoposta a vibrazioni o alla sollecitazione di una barra di ponteggio appoggiata su di essa.</i>

Tabella 5. Schede Aria: eventi dovuti all'interferenza tra ponteggio e parti di impianto per errato posizionamento del ponteggio

L'incidente (ID 59427) ha provocato una perdita di sostanza pericolosa (glicole) nel fiume, con conseguenti problemi di inquinamento. La causa è stata riscontrata in errori di manovra di valvole manuali, ma la presenza di impalcature costruite in modo tale da impedire l'accesso alle valvole è certamente un fattore che ha contribuito ad aggravare la situazione. L'incidente (ID 54319) è stato causato da un'interruzione dell'energia elettrica che ha bloccato i dispositivi per il trattamento dei fumi, la situazione è stata aggravata dal fatto che la valvola di non ritorno fosse

rimasta bloccata in posizione aperta a causa del posizionamento di una "sbarra" del ponteggio.

Nel caso ID 59172, il ponteggio, predisposto per le ispezioni interne ad un'attrezzatura, è stato installato senza tener conto delle precauzioni necessarie ad evitare che si rovinasse il rivestimento di protezione, causando la corrosione a livello di passo d'uomo e la perdita consistente di acido cloridrico.

Il caso ID 52800 descrive un evento simile, per causa di accadimento, a quanto segnalato in EsOpIA (ID3274), cioè dovuto all'installazione di un componente di ponteggio a contatto con apparecchiatura in funzione che trasferiva vibrazioni. Nel caso segnalato in Aria; le vibrazioni, generate da una pompa e trasmesse attraverso il ponteggio hanno causato la rottura di un tubo. L'incidente ha avuto come conseguenza la perdita di gasolio.

Infine, si ritrova un incidente che evidenzia l'importanza di mantenere in ordine e pulita l'area di lavoro, in particolare sugli impalcati dei ponteggi.

ID	Descrizione
57829	<i>È scoppiato un incendio sulla piattaforma di un'impalcatura in un biscottificio. Sull'impalcatura era presente dell'immondizia. La presenza di rifiuti e impalcature è legata ad un'operazione di bonifica. La temperatura esterna era molto alta.</i>

Tabella 6. Scheda Aria: eventi dovuti a scarsa pulizia e scarso ordine del posto di lavoro.

4.3 Analisi schede eMars

In questo caso si è cercato il termine inglese *scaffold* e sono risultati due documenti. Entrambi sono incidenti rilevanti e sono dovuti ad urto tra elementi del ponteggio e l'impianto. Nel primo caso (ID 1121) durante il montaggio, in particolare durante il posizionamento degli impalcati, è stato colpito e rotto un tubo con conseguente fuoriuscita di etilene.

ID	Descrizione
1121	<i>Rotture del tubo di sfiato di piccolo diametro durante la costruzione di un'impalcatura. Era in corso la costruzione di un'impalcatura come preparazione per le successive riparazioni del sistema a diluvio. Durante l'installazione degli elementi del pavimento dell'impalcatura, l'impalcatura ha colpito un tubo di sfiato da 3/4" su una linea di processo isolata dal freddo in servizio con etilene liquido. Il tubo di sfiato si è rotto, provocando un rilascio verticale di etilene. Conseguenze: nube di gas etilene: la quantità totale rilasciata attraverso l'ugello di 22 mm di diametro interno è stata di ca. 6,4 tonnellate. Tra le lezioni apprese: Discussione di questo incidente con gli appaltatori interni per le attività di ponteggio per aumentare la loro consapevolezza del rischio.</i>
272	<i>In un impianto chimico, elementi di ponteggio trasportati su un carrello elevatore si sono scontrati alle 10:50 con un tubo alto 2,5 m che fungeva da bypass. 29 t di prodotti tossici e infiammabili sono stati rilasciati attraverso un foro di 1 cm². L'autista, illeso, ha spento il motore del camion e ha dato l'allarme in sala comandi. I veicoli devono circolare a più di 1 m dalle strutture. L'autista avrebbe valutato male questa distanza.</i>

Tabella 7. Schede eMARS: eventi dovuti all'interferenza tra componenti di ponteggio e dispositivi di controllo/regolazione dell'impianto durante il montaggio e lo smontaggio di ponteggi.

Il secondo caso (ID 272) non è direttamente legato al ponteggio, avrebbe potuto verificarsi a seguito di un trasporto di qualunque altro tipo di materiale, ma viene qui riportato perché la movimentazione degli elementi del ponteggio è un'operazione necessaria che deve tener conto del contesto in cui si sta lavorando.

5. Risultati

In questa sezione si discutono i casi studio estratti e riportati nella precedente sezione.

Le Tabelle 8, 9, 10 raggruppano i documenti dei diversi archivi in base ai tre criteri utilizzati nella sezione precedente:

- eventi dovuti all'interferenza tra componenti di ponteggio e dispositivi di controllo/regolazione dell'impianto durante il montaggio e lo smontaggio di ponteggi (Tabella 8)
- eventi dovuti all'interferenza tra ponteggio e parti di impianto per errato posizionamento del ponteggio (Tabella 9)
- eventi dovuti a scarsa pulizia e scarso ordine del posto di lavoro (Tabella 10)

Nelle tabelle, per ogni documento, sono state riportate le informazioni relative a: le attività che si stavano svolgendo in relazione al ponteggio, le attrezzature o i sistemi coinvolti oltre al ponteggio, il tipo di evento, le conseguenze dell'evento, la sostanza coinvolta, la classificazione dell'evento, il riferimento all'archivio e all'ID della scheda.

Le attività lavorative relative al ponteggio durante le quali si sono verificati i problemi sono quelle di montaggio e smontaggio, di trasporto dei componenti, di errato posizionamento, di utilizzo di attrezzature di lavoro e di scarsa igiene sugli impalcati.

Le parti di impianto maggiormente coinvolte sono i dispositivi (valvole) e controlli (sensori), tubi e flessibili. Gli eventi maggiormente ricorrenti sono urti, rotture, danneggiamenti, deformazioni, vibrazioni. In quasi tutti i casi c'è stato un rilascio di sostanza pericolosa; in alcuni si è trattato di quantità minime che non hanno richiesto particolari interventi di emergenza, anche grazie ai dispositivi di allarme e segnalazione impiegati e che si sono prontamente attivati.

Nelle tabelle 8, 9, 10, la classificazione dell'evento analizzato è stata effettuata in base al tipo di conseguenza e alla quantità di sostanza pericolosa fuoriuscita.

Gli eventi estratti da eMARS e Aria, sono già stati classificati esplicitamente negli archivi stessi; gli eventi in eMARS come Incidenti Rilevanti (IR) secondo la definizione nella Direttiva 2012/18/EU [9]. Gli eventi riportati in Aria sono tutti incidenti con conseguenze.

Gli eventi estratti da EsOPIA sono stati classificati dagli Autori, come: Incidenti (I), quando gli eventi hanno avuto conseguenze; Incidenti Minori (IM), quando gli eventi hanno avuto conseguenze di minima entità; Quasi Incidenti (QI), quando gli eventi non hanno avuto conseguenze.

Attività legate al ponteggio	Attrezzature e sistemi coinvolti	Evento	Conseguenze	Sostanza	Classificazione	Rif. Scheda
Trasporto componenti ponteggio	Carrello elevatore - Tubo bypass in quota	Rottura	Rilascio, incendio	Estremamente infiammabili, tossiche	IR	eMars_272
	Ponteggio - tubo di sfianto	Urto - rottura tubo	Rilascio nube di gas	Etilene	IR	eMars_1121
Montaggio ponteggio	Ponteggio - tubo alimentazione valvola di regolazione pressione	Urto e rottura tubo	rottura disco di rottura - rilascio	Acido cloridrico	I	Aria_35265
	Ponteggio - tubazione per iniettare vapore	Urto e rottura raccordo tubazione	Perdita	<i>Dietanolamina (DEA)</i>	I	Aria_57383
	Tubo ponteggio - sensore fine corsa della valvola	Urto	Rilascio	Facilmente infiammabile	I	ESOPIA_684
	Valvola presa campione	Urto e apertura valvola	Rilascio	Non nominata	I M	ESOPIA_351
	Tubo ponteggio - flessibile in PVC	Rottura/Urto	Fuoriuscita	Acido Cloridrico	I M	ESOPIA_2861
Smontaggio ponteggio	Ponteggio - gruppo di regolazione	Appoggio di componenti su gruppo di regolazione - impedimento del funzionamento - Allarme - Verifica in campo	Nessuna	nessuna	QI	ESOPIA_2028

Tabella 8. Eventi dovuti all'interferenza tra componenti di ponteggio e dispositivi di controllo/regolazione dell'impianto durante il trasporto, il montaggio e lo smontaggio di ponteggi

È interessante osservare che gli eventi collegati all'attività di montaggio del ponteggio, dovuti all'urto con parti di impianto sono contenuti in tutti e tre gli archivi. Gli unici discriminanti sono la tipologia e la quantità della sostanza fuoriuscita, quindi l'entità delle conseguenze.

La Tabella 9 riporta i casi di interferenza dovuti all'errato posizionamento del ponteggio; anche in questo caso gli eventi estratti da Aria hanno avuto conseguenze di perdite importanti sia di prodotto che economiche e in un caso anche di inquinamento (Aria_59427). La scheda di esperienza operativa ESOPIA_5223 è il caso analogo in cui la conseguenza è stata minima (danneggiamento di un piccolo tubo), ma, se non fosse stato scoperto, avrebbe potuto portare a conseguenze più gravi.

Gli ultimi due casi sono simili, cioè la trasmissione di vibrazioni di macchinari attraverso il ponteggio. Nel caso contenuto in EsOPIA la conseguenza è stata la

caduta di una lampada, nel caso incidentale si è invece rotta la tubazione con la fuoriuscita di gasolio.

Attività legate al ponteggio	Attrezzature e sistemi coinvolti	Evento	Conseguenze	Sostanza	Classificazione	Rif. Scheda
Errato posizionamento ponteggio	Ponteggio - valvola non ritorno	Blocco valvola	Fuoriuscita - scarico	fumi	I	Aria_54319
	Ponteggio - rivestimento interno vasca	Danneggiamento rivestimento - corrosione	Perdita	Acido cloridrico	I	Aria_59172
	Ponteggio - valvole a regolazione manuale	impedimento dell'accesso alle valvole	Perdita	glicole	I	Aria_59427
	Ponteggio - tubo primario	Deformazione tubo	nessuna	nessuna	QI	ESOPIA_5223
	Ponteggio - tubazione	Vibrazioni ponteggio - rottura tubazione	Perdita	Gasolio	I	Aria_52800
	Essiccatore - Ponteggio - lampada	Contatto - Vibrazioni	Caduta lampada	nessuna	QI	ESOPIA_3274

Tabella 9. Eventi dovuti all'interferenza tra ponteggio e parti di impianto per errato posizionamento del ponteggio

La Tabella 10 riporta i casi dovuti a scarsa pulizia e scarso ordine del posto di lavoro, riconducibile alle errate procedure di lavoro o alla non corretta applicazione. In un caso perché non si è provveduto alla pulizia degli impalcati del ponteggio a fine lavoro, nell'altro perché è stata lasciata una lampada per illuminazione temporanea sempre sugli impalcati e sempre a fine lavoro. In entrambi i casi riportati, anche se con conseguenze di differente entità, si possono riconoscere analoghe cause.

Attività legate al ponteggio	Attrezzature e sistemi coinvolti	Evento	Conseguenze	Sostanza	Classificazione	Rif. Scheda
Scarsa igiene	Ponteggio - rifiuti	Rifiuti su impalcati di ponteggio - elevata temperatura	Incendio	nessuna	I	Aria_57829
Utilizzo di attrezzature di lavoro	Ponteggio (smontaggio) - sfera (bonifica) - lampada per illuminazione temporanea	malfunzionamento lampada	Principio di incendio	nessuna	QI	EsOpIA_861

Tabella 10. Eventi dovuti a scarsa pulizia e scarso ordine del posto di lavoro

5.1 Lezioni apprese

Gli eventi analizzati sono collegati all'impiego di ponteggi; da essi, possono essere apprese le seguenti lezioni:

- L'impiego di ponteggi può interferire con il corretto funzionamento di componenti/dispositivi di impianto.
- Prima di montare un ponteggio, occorre valutare e verificare lo spazio libero a disposizione a terra e in elevato, considerando, oltre a quello necessario per il suo posizionamento, anche lo spazio per la movimentazione dei componenti del ponteggio durante il montaggio e lo smontaggio. Lo spazio deve essere tale da evitare urti e interferenze in generale con qualsiasi parte dell'impianto.
- Nel posizionamento del ponteggio occorre mantenere una distanza sufficiente tra lo stesso e parti di impianto in funzione, tale da evitare il contatto, garantire il corretto funzionamento e l'accessibilità di tutti i sistemi di sicurezza (DCS, controllo, regolazione, allarmi).
- Quando nella movimentazione degli elementi di ponteggio si utilizzano mezzi meccanici, per esempio carrelli elevatori, devono essere rispettate le distanze di sicurezza rispetto alle parti di impianto, eventualmente predisponendo delle protezioni passive che delimitino il passaggio sicuro.
- L'impiego di attrezzature e il deposito di materiali di risulta sugli impalcati del ponteggio può innescare incendi.
- Durante le lavorazioni sul ponteggio e a fine lavoro occorre mantenere in ordine e pulita l'area di lavoro, in particolare sugli impalcati dei ponteggi
- Occorre informare, in modo che siano consapevoli, i lavoratori addetti al montaggio/smontaggio e utilizzo dei ponteggi nei siti industriali dei particolari rischi derivanti da queste attività in relazione allo specifico contesto, anche con riferimento ai precedenti punti elenco.

6. Conclusioni

Lo studio comparato di eventi raccolti in differenti archivi ha permesso di evidenziare che eventi con analoghe cause possono comportare conseguenze più o meno gravi.

Lo studio dimostra che l'interferenza delle attrezzature per lavori in quota con parti di impianto può essere causa di quasi incidenti oppure concausa di incidenti rilevanti negli stabilimenti PIR.

Dall'analisi dei documenti, sono stati evidenziati gli eventi più significativi e indicate misure di prevenzione in forma di lezioni apprese.

L'attenzione verso gli incidenti minori o quasi incidenti potrebbe diminuire la possibilità del verificarsi di eventi maggiori.

Nel presente studio è stato in particolare evidenziato che l'utilizzo di ponteggi in siti caratterizzati dalla presenza di sostanze pericolose, richiede particolare attenzione.

Criticità sono riscontrabili nella fase di montaggio, smontaggio, trasporto, soprattutto dovute all'urto con parti di impianto, che provocano o potrebbero

provocare in questo contesto effetti ben più dannosi rispetto ad un altro contesto lavorativo (esempio generico cantiere edile). È necessario quindi che l'impresa di montaggio/smontaggio e utilizzo del ponteggio, consideri, nella valutazione dei rischi legati a tali attività, i rischi specifici del sito, forniti dal gestore e ne tenga conto nella predisposizione delle procedure di lavoro e nei documenti previsti (PiMUS, POS). Alcune misure di prevenzione in forma di lezioni apprese, sono indicate al paragrafo 5.

7. Bibliografia

- [1] d.lgs.105/2015. <https://www.mase.gov.it/pagina/la-direttiva-seveso-iii-decreto-legislativo-26-giugno-2015-ndeg105>
- [2] Saleh, J.H.; Saltmarsh, E.A.; Favaro, F.M.; Brevault, L. Accident precursors, near misses, and warning signs: Critical review and formal definitions within the framework of Discrete Event Systems. *Reliab. Eng. Syst. Saf.* 2013, 114, 148–154, doi:10.1016/j.ress.2013.01.006.
- [3] Phimister, J.R.; Oktem, U.; Kleindorfer, P.R.; Kunreuther, H. Near-miss incident management in the chemical process industry. *Risk Anal.* 2003, 23, 445–459.
- [4] Pirone A., Floridi E., Vazzana F., De Rosa A., Caruso G., Vairo T., Vallerotonda M.R., Ansaldi S.M., Geri F., Delle Site C. I permessi di lavoro nell'ambito dei sistemi di gestione della sicurezza negli stabilimenti a rischio di incidente rilevante. *Convegno Safap 2021*.
- [5] EsOplA - <https://www.inail.it/appintra/rcqi-fe> (accesso luglio 2023).
- [6] Ansaldi S.M., Agnello P., Pirone A., Vallerotonda M.R., 2021. Near miss archive: a challenge to share knowledge among inspectors and improve Seveso inspections. *Sustainability*. 2021. (Switzerland), 13 (15). <https://doi.org/10.3390/su13158456>.
- [7] Aria. <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr> (accesso luglio 2023).
- [8] eMARS. <https://emars.jrc.ec.europa.eu/en/emars/content> (accesso luglio 2023).
- [9] Direttiva 2012/18/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 luglio 2012 , sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 96/82/CE del Consiglio Testo rilevante ai fini del SEE.
- [10] Ansaldi S.M., Fabiani F.M. Rischi correlati all'impiego di attrezzature per lavori in quota negli stabilimenti RIR. Note di Sicurezza. Inail. <https://www.inail.it/cs/internet/docs/alg-pubbl-rischi-corr-impiego-attrez-per-lavori-stab-rir.pdf>

Incidenti e quasi incidenti originati da guasti elettrici negli stabilimenti Seveso

M. R. Vallerotonda, A. Pirone

Inail - Dit

Abstract

Negli stabilimenti a rischio di incidente rilevante gli impianti elettrici sono strutture complesse e svolgono, insieme agli elementi di protezione e di sicurezza, un ruolo fondamentale per la continuità delle attività lavorative. Le normative relative agli impianti elettrici mirano a proteggere i lavoratori e i beni da folgorazioni, incendi ed esplosioni poiché i guasti elettrici possono causare il rilascio di sostanze pericolose. Gli impianti elettrici e i loro componenti sono anche critici ai fini della sicurezza, quindi, al pari delle altre apparecchiature e componenti, possono essere soggetti a fattori che ne compromettono il funzionamento. Il lavoro, partendo dall'analisi di documenti estratti da eMars (Major Accidents Reporting System), da ARIA (Analysis, Research and Information on Accidents) e dal repository Inail (EsOpIA), mira a valutare gli aspetti più critici e frequenti dovuti ai guasti elettrici che hanno o avrebbero potuto comportare il rilascio di sostanze pericolose. L'analisi è circoscritta agli impianti di processo, come raffinerie, stabilimenti chimici e petrolchimici, laddove la mancanza di energia elettrica può portare non solo ad interruzioni delle attività lavorative, ma anche a condizioni non sicure nella manipolazione di sostanze pericolose. Le cause più frequenti sono la mancata o inadeguata manutenzione, carenze nell'organizzazione o l'interruzione di energia elettrica e, quest'ultimo fattore, legato a blackout di rete o ad eventi naturali, evidenzia più di altri una interessante connessione tra problemi gestionali e impiantistici. Il presente articolo, individuando le cause più frequenti, è utile per indirizzare il lavoro degli ispettori durante le ispezioni e per rendere i gestori sempre più consapevoli delle realtà spesso articolate che gestiscono.

Keywords: pericolo di incidente rilevante, near miss, componenti ed impianti elettrici, sistema di gestione SGS PIR

1. Introduzione

Il guasto elettrico rappresenta una problematica presente in tutti i contesti industriali come causa di interruzione di funzioni e servizi e spesso come origine di incendi. Negli impianti soggetti alla normativa per il controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose (cosiddetta "Seveso") la questione deve essere maggiormente attenzionata perché un guasto elettrico può innescare un incendio di entità tale da portare alla perdita di contenimento di una sostanza pericolosa. Oltre

a ciò, l'interruzione di corrente elettrica fa arrestare la dinamica dei sistemi (es. pompe, compressori), interrompe i flussi, causa danni alle apparecchiature e determina deviazioni incontrollate del processo. In ogni caso, indipendentemente dall'entità del guasto, le conseguenze possono essere significative; si pensi al malfunzionamento di un singolo cavo che può determinare l'interruzione della trasmissione del segnale con l'inevitabile compromissione della funzionalità di un sistema di controllo e la successiva deviazione di un processo fino al rilascio di sostanze pericolose. Nonostante gli impianti di processo siano progettati per resistere ai guasti elettrici, adottando criteri di ridondanza e rigorosi standard di sicurezza, sono comunque significativi gli eventi che vedono il malfunzionamento delle apparecchiature e non è inusuale che, quando si verifica un'interruzione di corrente delle reti di trasmissione e distribuzione, non siano garantite le regolari operazioni poiché l'alimentazione ausiliaria manca o non è disponibile. Ciò ha un impatto sui sistemi critici dell'impianto e invita a riflettere sul fatto che l'adeguatezza progettuale e gli adeguamenti tecnici non sempre preservano da incidenti. Tale affermazione è supportata nel presente lavoro dalla disamina di incidenti e quasi incidenti che hanno coinvolto apparecchiature elettriche.

2. Contesto di riferimento

In generale, le cause più frequenti di guasti sono riconducibili a vari fattori: l'invecchiamento dei sistemi, la mancanza o l'inadeguatezza della manutenzione, l'obsolescenza, l'interruzione dell'alimentazione derivante dalla trasmissione del segnale per malfunzionamento o dalle reti di distribuzione. Grattan e Nicholsson (2010) hanno studiato una panoramica delle apparecchiature elettriche a bassa e media tensione utilizzate per il controllo e la protezione dei motori elettrici nelle industrie di processo; i diversi sistemi sono stati classificati sulla base delle modalità di guasto e degli effetti utilizzati per quantificare le prestazioni. È dello stesso anno uno studio condotto dall'HSE, l'Autorità britannica per il controllo del pericolo di incidenti rilevante, che considera l'invecchiamento dei sistemi elettrici come parte essenziale della questione più generale del controllo dell'invecchiamento delle apparecchiature e degli impianti e fornisce indicazioni relativamente al ciclo di vita, all'ispezione e alla specifica manutenzione. Lo studio dell'HSE è stato e rimane un utile riferimento in materia per i gestori degli stabilimenti e le Autorità di controllo, a cui si aggiunge l'approccio della diagnostica predittiva che utilizza l'algoritmo basato sui dati per fornire lo stato di salute e vita utile residua del sistema elettrico critico, come discusso da Hofmeister et al. (2013). Un approfondimento anche sugli aspetti organizzativi e procedurali è stato fornito da Kallambettu e Viswanathan (2018) che hanno evidenziato come, in alcuni Paesi, le Autorità di regolamentazione impongono ai gestori di valutare e gestire i rischi derivanti dall'avaria delle apparecchiature elettriche e di disporre di una procedura che garantisca il funzionamento e la manutenzione dei sistemi di alimentazione elettrica e dei dispositivi di protezione. Va sicuramente precisato che, relativamente al tema della funzionalità dei sistemi di

sicurezza elettrica, regolata dalla norma (IEC 61511), non si riscontra, da parte dei gestori di impianti Seveso una costante adozione della stessa che, per altro, non include alimentazione, quadri, cavi e trasformatori, che sono coinvolti in molti guasti e incidenti. Di più recente attenzione sono le conseguenze derivanti da eventi naturali estremi (ad es. onde di calore, inondazioni, ecc.) che comportano l'interruzione delle reti elettriche di lunga durata e l'indisponibilità dell'alimentazione di back-up con la conseguenza che le operazioni regolari non sono garantite. Tale aspetto è particolarmente osservato nell'ambito della valutazione e gestione dei rischi di incidente rilevante e si lavora sempre di più per migliorare la resilienza del sistema contro le minacce naturali, Bragatto e al. (2019) and Falabretti e al. (2020). A livello europeo utili informazioni sono reperibili attraverso la raccolta di eventi riportata nel database ARIA e nell'archivio eMARS, specifico per gli incidenti rilevanti, che hanno come causa principale o sono riconducibili a guasti dell'alimentazione elettrica, riportandone la tipologia e l'apparecchiatura coinvolta. A livello nazionale, Vallerotonda e al. (2022) hanno condotto un'analisi degli eventi minori e dei quasi incidenti avvenuti negli stabilimenti di soglia superiore italiani soggetti al d.lgs. 105/2015 effettuando una classificazione secondo le evoluzioni che gli eventi stessi hanno avuto nella loro manifestazione e/o evoluzione: anomalie delle utenze di sicurezza dovute al guasto dei sistemi di controllo, casi di anomalie delle utenze di sicurezza che effettuano il processo, ma i dispositivi di blocco hanno funzionato correttamente evitando il rilascio di sostanze pericolose e casi in cui l'interruzione dell'alimentazione ha causato problemi alle apparecchiature e alle utenze di sicurezza ma senza insorgere difficoltà di processo.

3. Obiettivo

Il presente lavoro parte dai risultati ottenuti nello studio degli eventi incidentali (minori e quasi incidenti) che si sono verificati negli stabilimenti di soglia superiore italiani, riconducibili ad un guasto o malfunzionamento di tipo elettrico e che hanno o avrebbero potuto comportare il rilascio di sostanza pericolosa ed effettua una approfondita disamina relativamente ai settori industriali interessati, alle principali cause, ai componenti ed alle attrezzature coinvolte ed alle barriere di mitigazione intervenute o meno (paragrafo 4.1). Successivamente è effettuato un excursus degli eventi caratterizzanti il panorama nazionale e quelli registrati a livello europeo, tramite lo studio del MAHB nel 2021 e la banca dati ARIA (rispettivamente paragrafi 4.2 e 4.3). Segue un confronto dei risultati (paragrafo 5) finalizzato a produrre una panoramica della problematica oggetto di discussione che sia di supporto alla definizione di indirizzi organizzativi e tecnico-operativi per gli addetti ai lavori.

4. Incidenti rilevanti e quasi incidenti connessi a guasti e malfunzionamenti elettrici

In questo paragrafo sono presentati i risultati relativi allo studio dei quasi incidenti a livello nazionale e, successivamente, gli esiti dello studio del MAHB e di ARIA.

4.1 Malfunzionamenti e guasti elettrici negli stabilimenti Seveso nazionali: repository EsOPIA

La discussione riportata nel presente paragrafo si basa sulle informazioni tratte dal repository Inail, denominato EsOPIA (Operational Experience and Artificial Intelligence), relativo ad incidenti, quasi incidenti ed anomalie avvenuti negli stabilimenti di soglia superiore soggetti al d.lgs. 105/2015. L'archivio documentale Inail contiene circa 4.500 eventi significativi (in particolare quasi incidenti) occorsi negli stabilimenti di soglia superiore italiani dal 2000 ad oggi. Le informazioni sono tratte dalle schede delle esperienze operative compilate dai gestori degli stabilimenti previste durante le ispezioni ai sensi dell'art. 27 del d.lgs. 105/2015 e che richiedono di riportare gli eventi significativi occorsi negli ultimi dieci anni rispetto alla data di ispezione. I documenti vengono utilizzati per molteplici obiettivi, tra cui quello di estrarre le informazioni finalizzate a studi di approfondimento su tematiche legate a tecnologie note (Ansaldi et al. 2016), per i rischi emergenti (Ansaldi et al. 2018), o per sfruttare le conoscenze per migliorare l'attività di formazione e ispezione (Ansaldi et al. 2019). I dati estratti identificano gli eventi maggiormente ricorrenti e, pertanto, si rivelano utili per valutare l'opportunità di introdurre eventuali miglioramenti gestionali o impiantistici. Nel repository EsOPIA sono stati individuati 87 eventi che hanno visto il coinvolgimento di impianti e/o apparecchiature elettriche dal 2015 al 2020. Si riporta di seguito il dettaglio dei risultati, elaborati per le finalità di questo studio, relativamente ai settori industriali interessati, alle cause, i componenti ed attrezzature coinvolte ed alle barriere di mitigazione.

4.1.1 Settori industriali

Il settore dell'industria chimica è quello in cui è stato registrato il maggior numero di problematiche di tipo elettrico e dove gli eventi hanno avuto conseguenze in termini di perdita di contenimento (Grafico 1).

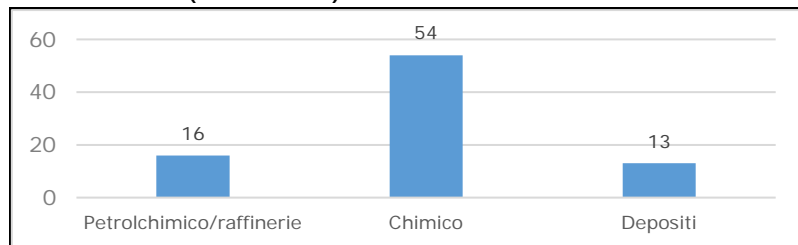


Grafico 1. Settori industriali.

In tali occasioni, si tratta di eventi con modeste conseguenze che non hanno comportato effetti rilevanti grazie al fatto che sono intervenute più o meno tempestivamente le barriere di prevenzione e mitigazione presenti in stabilimento. In

4 casi la causa è stata esterna (improvvisi e forti temporali), mentre in tre casi sono risultate guaste alcune apparecchiature (scheda dell'UPS, interruttore differenziale di rete, elettrovalvola). In altri tre casi, invece, è stata registrata una modesta perdita di olio a causa dell'errata manutenzione del trasformatore (2) e del compressore (1). In minor numero sono risultati i principi di incendio (4) dovuti a corto circuito (2) o guasto dell'attrezzatura coinvolta o, in un caso, ad interruzione esterna di energia elettrica che ha bloccato il generatore di vapore e contestualmente le valvole di sicurezza.

4.1.2 Principali cause tecniche ed organizzative

Una prima distinzione può essere effettuata tra problematiche dovute a cause esterne (37) come interruzioni di energia elettrica da rete/blackout, temporali e sbalzi di tensione e interruzioni legate a problematiche interne allo stabilimento (51) come manutenzione, rotture e guasti di attrezzature, corto circuito ed errore umano. Dai dati estratti emerge che tali eventi sono per lo più dovuti a cause interne e, quindi, riconducibili a carenze sia di tipo organizzativo che tecnico/impiantistiche. In dettaglio le cause maggiormente riscontrate nel Grafico 2.

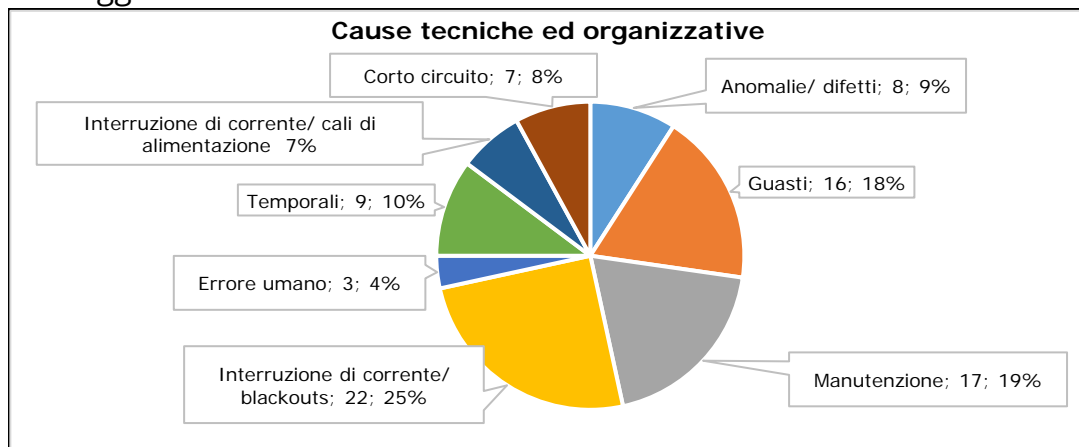


Grafico 2. Cause tecniche ed organizzative.

Per i problemi legati alla manutenzione e/o controlli (17) ci si riferisce al fatto che tale attività non è stata svolta o non è stata svolta secondo uno specifico programma o, peggio ancora, è stata svolta in modo errato. Ad esempio, in quattro casi è stato rilevato che a seguito di manutenzione o durante la manutenzione il trasformatore non ha funzionato e in due casi ha perso olio. In altri due casi la linea elettrica ha causato interruzione di energia elettrica poiché non era isolata e, quindi, non era stata mantenuta. In altri due casi il DCS non ha funzionato perché non era stato mantenuto. I guasti e le rotture (16) hanno riguardato per lo più attrezzature che non entrando in funzione hanno bloccato il processo o parte del processo impedendo la regolare funzionalità (UPS in 3 casi, pompe in 3 casi, compressore in 2 casi). Meno numerosi, ma sicuramente importanti sono gli eventi dovuti a corto circuito (7) avvenuti anche a causa del contatto tra cavi non isolati (2) e che hanno riguardato cabina o quadro elettrico e in due casi un'attrezzatura in funzione (imballatrice, motore elettrico). Solo in 3 casi, la causa è riconducibile ad un errore umano. Nei

documenti analizzati non mancano casi legati a sbalzi e variazione di tensione (6) che, seppure di lieve entità in termini di durata, hanno comportato problemi ai processi in atto coinvolgendo due volte l'aggitatore in funzione compromettendone l'attività; in altre due occasioni, invece, lo sbalzo di corrente ha fatto scattare l'intervento dell'UPS che, però, non ha funzionato. In termini di numerosità, tra le cause di guasti elettrici ci sono anche i fenomeni naturali (9), ossia i temporali e le anomalie e difetti di funzionamento delle attrezzature (8). Tra i guasti si riscontrano per lo più gli interruttori differenziali di cabine e quadri elettrici (4).

4.1.3 Componenti e attrezzature coinvolte

Il Grafico 3 riporta i componenti maggiormente coinvolti negli eventi analizzati; dopo i gruppi UPS (13), i componenti che, non funzionando, hanno compromesso il processo sono le pompe e i compressori (8) e gli agitatori (5). I primi perché sono risultati rotti (4) o privi di alimentazione per blackout (3); i secondi sono andati in blocco compromettendo il processo a causa di sbalzi di tensione (3).

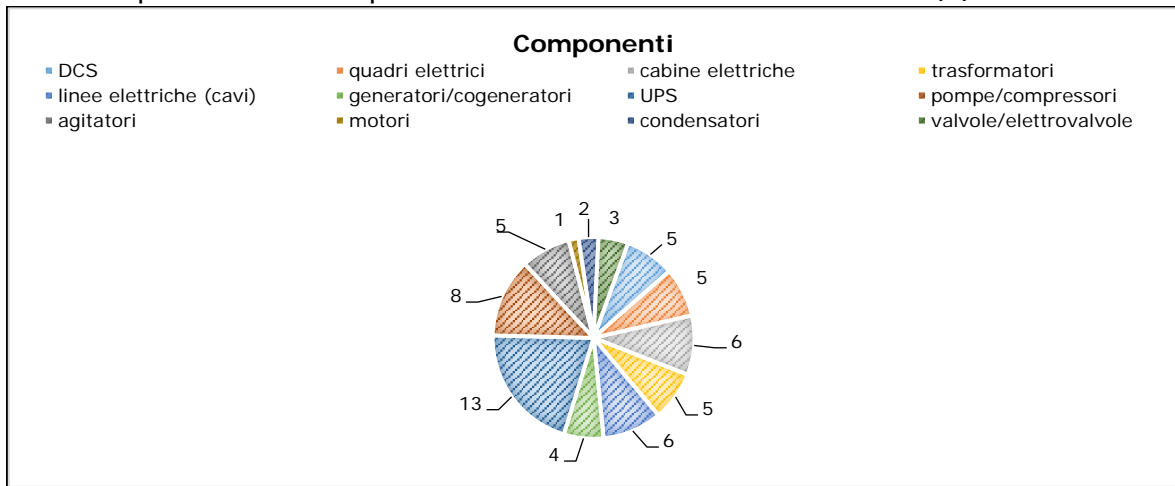


Grafico 3. Componenti.

Molte problematiche hanno coinvolto le cabine elettriche (6) che hanno interrotto l'erogazione di energia in alcuni casi per anomalia di funzionamento dell'interruttore generale (3) e in altri (2) a causa di una richiesta anomala di tensione (2). In sei eventi, invece, le linee elettriche hanno comportato l'interruzione di energia poiché non erano ben isolate (4) o perché erano state tranciate per errore umano durante lavori. Inoltre, in 5 casi sono stati coinvolti i quadri elettrici (2 volte a causa di corto circuito) che hanno di conseguenza interrotto l'alimentazione ad attrezzature e impianti. Negli eventi analizzati è, infine, emerso che sono stati spesso coinvolti i DCS (5) per errata manutenzione (2), manutenzione non effettuata (1) o errata progettazione (1) e i trasformatori (5) per manutenzione errata (4) e guasto (1).

4.1.4 Le barriere di mitigazione

Nel Grafico 4 è presentata la sintesi delle barriere di mitigazione intervenute o meno e la loro tipologia. La terza colonna riporta il numero dei casi in cui hanno funzionato o non funzionato più barriere insieme sia di tipo organizzativo che tecnico. Le barriere organizzative che hanno funzionato maggiormente sono l'adozione ed attivazione di

adeguate procedure di messa in sicurezza (3) e di emergenza (7), di manutenzione (1) e di bonifica (1) e l'efficace progettazione (1). Tra le barriere organizzative che, invece, hanno fallito sono state riportate l'errata progettazione (8), la non idonea o non implementata procedura di manutenzione (20), l'errata attivazione di procedure di emergenza (4) e di messa in sicurezza (3), di conduzione degli impianti in condizioni anomale (2) e di bonifica (1). Tra le barriere funzionanti di tipo tecnico/impiantistico sono stati rilevati il corretto intervento di dispositivi protezione (4) e del UPS (3), mentre tra quelle che hanno fallito maggiormente sono state riscontrate la mancanza sistemi allarme (2), il mancato funzionamento di UPS (2) e l'assenza di sistemi di protezione di impianto (1). Dall'analisi dei documenti si possono estrarre informazioni sulle migliorie di tipo tecnico/impiantistico e gestionale che i gestori hanno ritenuto opportuno introdurre. Nello specifico una delle misure tecniche necessarie a garantire la continuità di alimentazione durante lo svolgimento delle attività è quella di assicurare la presenza e funzionalità dell'UPS.

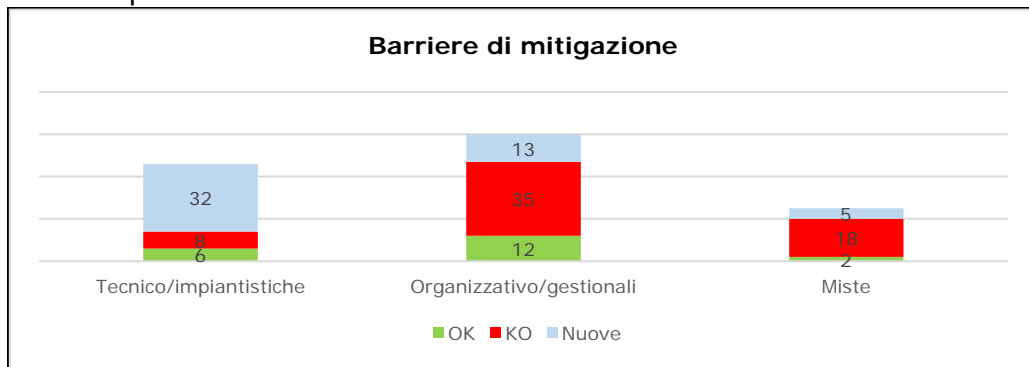


Grafico 4. Barriere di mitigazione.

In altri casi, invece, i gestori hanno ritenuto necessario provvedere ad installare sistemi di rilevamento parametri e di allarme (9), mentre altri in 8 casi hanno apportato modifiche più o meno importanti all'impianto. Tra le soluzioni di tipo organizzativo/gestionale sono state individuate come necessarie l'aggiornamento e/o l'implementazione, laddove assenti, di procedure (6) o di manutenzione e controlli delle attrezzature (7), mentre in 4 casi ci si è resi conto che era indispensabile potenziare la formazione dei lavoratori (4).

4.2 Malfunzionamenti e guasti elettrici negli stabilimenti Seveso europei: database e-MARS

Nel ventennio 1980-2020 sono stati registrati nel database eMARS 126 eventi (tra i circa 1.100 registrati) riconducibili a problematiche di tipo elettrico. In 90 di questi eventi la causa è stata ricondotta alla mancanza di alimentazione primaria con conseguenze in termini di vite umane (21 vittime e 9.500 feriti) e di danni materiali. Un focus è stato effettuato sui guasti legati all'interruzione di energia elettrica identificando, contestualmente, le tipologie, le apparecchiature coinvolte e le possibili

misure per prevenirli e mitigarli. I risultati sono riportati nel Grafico 5, tratto dallo studio.

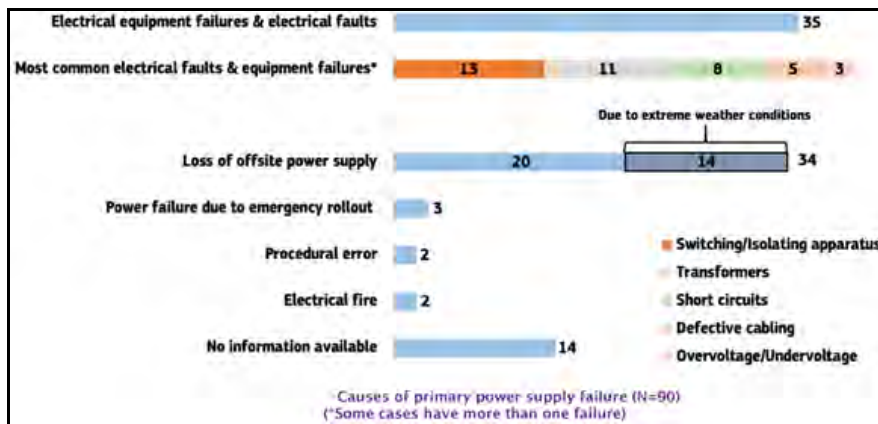


Grafico 5. MAHB 2021 Learning from incidents involving power supply failures
Bulletin No. 15

Lo studio riporta che 34 eventi sono stati dovuti ad una perdita di alimentazione elettrica pubblica; in 20 casi le interruzioni di corrente sono stati distinte tra blackout, con perdita totale di energia elettrica, e cali/sbalzi di tensione, per lo più disturbi legati a variazioni di tensione; mentre in 14 casi l'interruzione è stata causata da condizioni meteorologiche estreme. Gli incidenti hanno avuto una evoluzione a cascata che partendo dall'interruzione di corrente, è proseguita con un guasto e/o l'interruzione del processo fino ad arrivare alla perdita di contenimento. In 35 casi alla base dell'interruzione di alimentazione vi è stato il guasto di apparecchiature e/o componenti elettrici. Nello specifico: in 13 casi gli apparecchi elettrici di commutazione e isolamento non si sono aperti o chiusi; il guasto di trasformatori ed i cortocircuiti si sono verificati rispettivamente in 11 casi ed in 8 casi; in 5 casi si è avuta una installazione errata o una manutenzione insufficiente. Lo studio riporta un focus sui sistemi ridondanti che in 33 casi, seppur presenti, non hanno funzionato correttamente. In particolare, in 19 casi i generatori sono risultati guasti, in 7 casi è mancata la commutazione tra alimentazione primaria e sistemi di supporto, in 4 casi gli UPS sono risultati guasti, in altri 4 casi tali sistemi hanno subito cortocircuito e in 2 casi sono stati interessati da sovratensione o sottotensione. Il Grafico 6, tratto dallo studio, fornisce un ulteriore approfondimento, relativamente agli effetti sulle Utilities avvenuti anche in contemporanea, sui sistemi di raffreddamento (23 casi) e di vapore (10 casi). Sono riportate le attrezzature più colpite (principalmente reattori, ma anche forni e boiler), i componenti di processo più coinvolti (pompe, agitatori e valvole) e gli aspetti di sicurezza maggiormente critici, principalmente sistemi di rilevazione e monitoraggio, ma anche i sistemi antincendio e le comunicazioni. I dispositivi di sicurezza, come rilevatori di gas e monitoraggio dei sistemi (es. sensori di livello) non hanno funzionato a causa di interruzione di corrente in 10 casi, mentre in 4 casi la mancanza di alimentazione non ha permesso che entrassero in funzione gli impianti

antincendio e in altri quattro casi è stata interrotta la comunicazione interna ed esterna allo stabilimento.

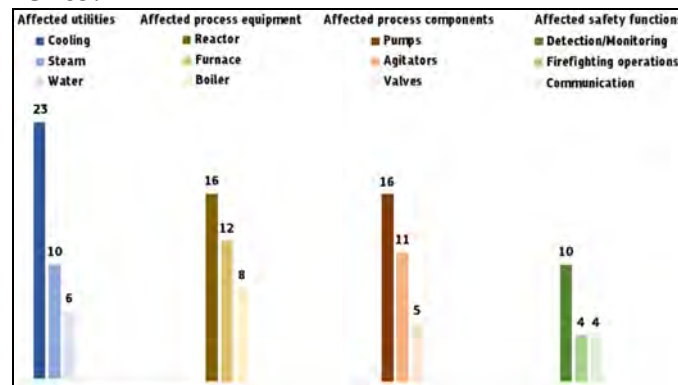


Grafico 6. MAHB 2021 Learning from incidents involving power supply failures
Bulletin No. 15.

4.3 Dati estratti da ARIA

Il database ARIA raccoglie gli incidenti che sono stati o avrebbero potuto essere dannosi per la salute umana, la sicurezza pubblica o l'ambiente relativi ad attività varie, non esclusive degli stabilimenti Seveso. Per le finalità del presente lavoro, nel periodo 1980-2020, sono state estratte ed analizzate 409 schede che riportano riferimenti al settore elettrico, di queste 93 riconducono ad eventi, maggiori e minori, legati a problematiche/guasti elettrici. Il Grafico 7 presenta quali sono i settori industriali maggiormente coinvolti.

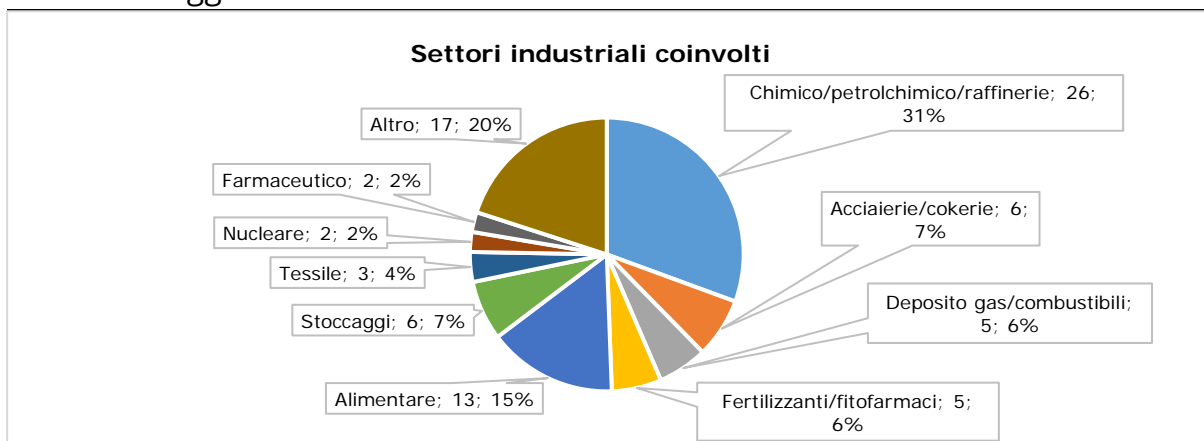


Grafico 7. Settori industriali coinvolti.

In termini di conseguenze è stato possibile rilevare la numerosità degli eventi intesi come esplosioni, incendi, rilasci ed allagamenti distinguendoli in base al coinvolgimento o meno di sostanze pericolose. E' emerso che sono stati più numerosi quelli con sviluppo di incendi (22 casi) e di rilasci tossici (20 casi). La maggior parte degli eventi analizzati hanno avuto cause interne, mentre le cause esterne (circa il 30%) sono legate ad eventi naturali e di tipo tecnico/impiantistico. Le prime sono dovute a fulmini (52%) e forti piogge/bombe d'acqua (24%); le seconde ad interruzione totale di alimentazione elettrica da rete (24%). È stato valutato l'impatto

delle cause associate agli eventi distinguendole per tipologia tenendo conto del coinvolgimento o meno di attrezzature e componenti elettrici o di misure gestionali ed organizzative disattese o non adeguate (Grafico 8). Il peso maggiore è stato attribuito alle interruzioni totali da rete (21%) e ai guasti dei componenti elettrici (17%), intesi come sensori e valvole, seguiti da cause legate alla manutenzione, risultata disattesa o errata (16%).

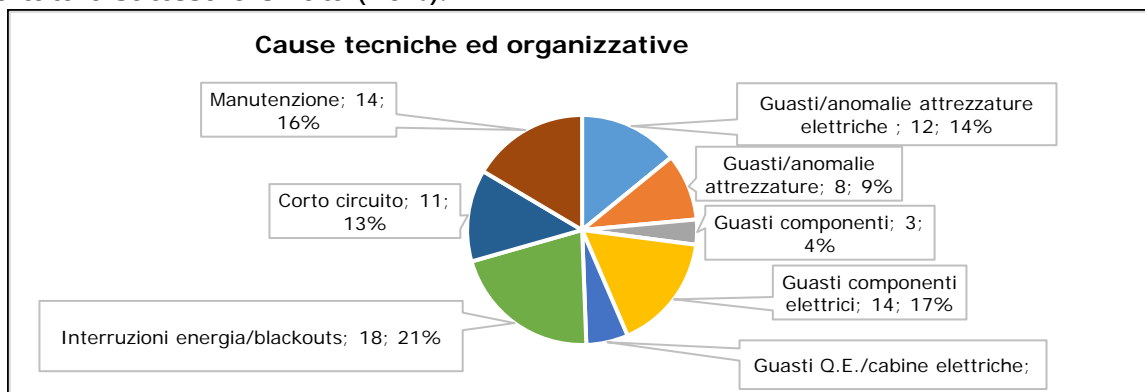


Grafico 8. Cause tecniche ed organizzative.

E' stato approfondito il ruolo delle barriere di mitigazione ed il loro corretto funzionamento distinguendo tra quelle necessarie e quelle implementate successivamente. Le barriere miste (tecnico/impiantistico e/o organizzativo/procedurale), come, ad esempio, le attività di manutenzione e le procedure di emergenza e bonifica, sono intervenute correttamente in 25 casi e hanno fallito in altri 26 casi. A seguito degli incidenti e della loro analisi, i gestori hanno ritenuto necessario implementare e potenziare in 26 casi le barriere organizzativo/gestionali, ossia procedure specifiche e formazione dei lavoratori, e in 23 casi hanno introdotto o sostituito sistemi di protezione, controllo e di allarme.

5. Confronto tra i risultati

I risultati ottenuti dall'analisi delle informazioni contenute nelle tre banche dati descritte nel precedente paragrafo sono stati confrontati le cause e gli aspetti che li hanno maggiormente caratterizzati. Si deve evidenziare sin da subito che che gli eventi valutati in ambito JRC sono incidenti rilevanti, quelli estratti dal database ARIA includono varie tipologie di eventi, non necessariamente ricompresi nel settore del pericolo di incidente rilevante, e quelli estratti dal repository EsOplA riguardano principalmente incidenti minori e quasi incidenti. Il periodo considerato sia da JRC che da Aria è relativo agli anni 1980/2020 e la numerosità dei campioni estratti è confrontabile (90 e 93 eventi rispettivamente), mentre il repository EsOplA si riferisce essenzialmente agli eventi dal 2000 al 2020 con una maggiore attenzione al secondo decennio derivante da una migliore compilazione delle schede fornite dai gestori. Nonostante un periodo di riferimento più breve, il repository italiano fornisce un numero di dati maggiore (87 eventi); questo aspetto si può ricondurre, ad una maggiore attenzione dei gestori incoraggiata nel tempo da un sistema di controlli piuttosto stringente che richiede la costante e continua registrazione ed analisi anche

dei casi minori. Focalizzando la riflessione sulle cause, emerge che le interruzioni da blackout elettrico sono ancora sottovalutate e sono causate dalla combinazione di più carenze come l'elevato utilizzo della rete, l'elevata richiesta di energia e la manifestazione di anomalie dovute all'invecchiamento del materiale elettrico. Le reti elettriche, infatti, risultano spesso datate e nel corso della loro vita subiscono modifiche e adeguamenti affinché siano resilienti e rispondano a sollecitazioni di vario tipo. Sono numerosi i casi in cui non è garantita la continuità di alimentazione agli impianti e alle attrezzature attraverso la presenza ed affidabilità di UPS e sistemi di cogenerazione. Infatti, tra i componenti risultati maggiormente coinvolti da anomalie elettriche sono risultati proprio i gruppi di continuità che, quando presenti, non sono risultati funzionanti. Nel settore chimico e petrolchimico le problematiche di tipo elettrico influiscono direttamente sui processi complessi in atto e tutto ciò ha ripercussioni sulla tempistica delle attività stesse comportando perdite economiche e, nei casi peggiori, sulle condizioni di sicurezza degli impianti con possibili perdite di contenimento di sostanze pericolose. Il confronto tra le banche dati, quindi, consente anche di fare una distinzione tra gli eventi che hanno comportato una semplice interruzione delle attività in corso da quelle che hanno determinato conseguenze, seppur lievi, per l'ambiente e i lavoratori. È confermato, pertanto, il trend degli incidenti causati da guasti di attrezzature e componenti elettrici, intesi come apparecchi di commutazione e isolamento, trasformatori, compressori, ma anche sensori e valvole. In numerosi casi i gestori hanno ritenuto necessario apportare modifiche valutando l'opportunità attuare miglioramenti di tipo tecnico/impiantistico. Non meno necessarie sono state ritenute le attività per rafforzare controlli e manutenzioni sui componenti elettrici o, ancora, per potenziare l'addestramento del personale su scenari di arresto e di emergenza.

6. Conclusioni

Il lavoro ha permesso di confermare che la problematica degli incidenti dovuti ai guasti elettrici è di grande attualità; la consistenza degli eventi, nonché l'andamento degli stessi, rappresenta un aspetto che non può essere trascurato nella gestione degli aspetti tecnici ed organizzativi degli impianti. ai risultati è emerso che i Gestori, grazie all'analisi delle cause iniziatrici, sono stati messi nella condizione di sviluppare una maggiore sensibilità rispetto alla problematica dei guasti elettrici e, contestualmente, hanno potuto considerare l'opportunità/necessità di potenziare le barriere di mitigazione adottate per prevenire gli eventi. In tal modo è stato confermato che anche la strumentazione elettrica ed elettronica è soggetta al deterioramento fisico come ogni altra attrezzatura e, quindi, fenomeni locali come l'ossidazione, vibrazioni, urti e sovratensioni possono comprometterne il normale funzionamento. Pertanto, al fine di tenere sotto controllo le condizioni operative di tale strumentazione, analogamente per i sistemi di contenimento, deve essere

implementato un piano di manutenzione e controlli anche ai fini della gestione dell'invecchiamento.

Ringraziamenti

La memoria è stata elaborata con il contributo della Dott.ssa Silvia Maria Ansaldo.

Bibliografia

- [1] Ansaldo, S.M., Agnello, P., Bragatto, P.A., 2016. Incidents triggered by failures of level sensors, CET Chemical Engineering Transactions, 53.
- [2] Ansaldo, S.M., Pirone A., Vallerotonda M.R., Bragatto, P.A., Agnello, P. 2018. How inspections outcomes may improve the foresight of operators and regulators in Seveso industries, CET Chemical Engineering Transactions, 67.
- [3] Ansaldo, S.M., Pirone A., Vallerotonda M.R., Agnello, P., Bragatto, P.A. 2019. Near misses from the Seveso inspections: use of knowledge based methods for safety improvement, CET Chemical Engineering Transactions, 75.
- [4] Bragatto, T., Cresta, M., Cortesi, F., Gatta, F.M., Geri, A., Maccioni, M., Paulucci, M. 2019. Assessment and Possible Solution to Increase Resilience: Flooding Threats in Terni Distribution Grid. *Energies* 2019, 12, 744 <https://doi.org/10.3390/en12040744>.
- [5] Falabretti, D., Lo Schiavo, L., Liotta, S., Palazzoli, A. 2020. A Novel Method for Evaluating the Resilience of Distribution Networks during Heat Waves. *International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications*, Vol. 9, No. 2, pp. 73-79, March 2020. <http://dx.doi.org/10.18178/ijeetc.9.2.73-79>
- [6] Kallambettu, J., & Viswanathan, V. (2018). Application of functional safety to electrical power equipment and systems in process industries. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 56, 155-161.
- [7] Grattan, D. Nicholson, S 2010 Integrating switchgear breakers and contactors into a safety instrumented function *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 23 784- 795.
- [8] MAHB 2021 Learning from incidents involving power supply failures *Chemical Accident Prevention & Preparedness L. L. Bulletin No. 15* <https://minerva.jrc.ec.europa.eu/en/shorturl/minerva/>
- [9] ARIA (Analysis, Research and Information on Accidents), <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/?lang=en&s=> (accesso 31/03/2022).
- [10] eMARS (Major Accident Reporting System), <https://emars.jrc.ec.europa.eu/en/emars/accident/search> (accesso 31/03/2022).

Analisi della completezza dei report di quasi-incidente nella direttiva Seveso

F. Simone ², P. Agnello ¹, S. M. Ansaldi ¹, G. Di Gravio ², R. Patriarca ², M. Tronci ²

¹Inail - Dit

²Università di Roma "La Sapienza" - Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Aerospaziale

Abstract

Gli incidenti industriali sono eventi, fortunatamente poco frequenti, che però forniscono la possibilità di accedere a un ampio insieme di informazioni utili per analisi operative e occupazionali di sicurezza. Al di là degli incidenti gravi, accadono anche numerosi episodi minori definiti quasi-incidenti, ovvero eventi con la potenzialità di generare un incidente che però non hanno condotto ad un epilogo disastroso. Se opportunamente documentati, tali quasi-incidenti contengono un potenziale informativo paragonabile a quello ottenibile a valle di un incidente rilevante. Basandosi su questa ipotesi, questo lavoro presenta la definizione di una metrica di completezza dei report di quasi incidente. La metrica è stata definita tramite un questionario sottoposto a vari stakeholder operanti nei settori Seveso e quindi coinvolti nella generazione di questa reportistica. L'analisi di completezza richiede la capacità di elaborare un grande contenuto di informazioni "nascoste" all'interno di numerosissimi documenti di testo, di provenienza varia, non standardizzati, e apparentemente sconnessi tra loro. In tal senso, è stato utilizzato un grafo della conoscenza, i.e., knowledge graph: una struttura analitica che modella le informazioni contenute nei documenti utilizzando le regole semantiche di un'ontologia. Il grafo permette un'analisi dettagliata dell'intera base dati, attraverso la definizione di "percorsi" critici e combinazioni di variabili particolari. Questo lavoro presenta un'analisi del database a grafo, rimarcando l'importanza del processo di raccolta ed analisi della documentazione dei quasi incidenti.

Keywords: ontologia di sicurezza, grafo di conoscenza, impianti industriali, gestione del rischio.

1. Introduzione

Negli ultimi anni, diversi studi hanno confermato la crescente riduzione del numero di incidenti rilevanti legati alle operazioni industriali. Questi eventi, però, portano con loro un grande potenziale informativo che può essere sfruttato per imparare dal passato ed evitare di sbagliare nuovamente in futuro. Lo studio ex post di questi incidenti è da sempre stato fondamentale per migliorare la sicurezza industriale.

D'altro canto, la loro diminuzione – se da un lato è, per ovvi motivi, positiva – rende difficile il cammino per migliorare ulteriormente la sicurezza.

Esistono però, una serie di eventi meno eclatanti, con conseguenze minori, il cui contenuto informativo rimane spesso sottovalutato. Questo lavoro si fonda sull'ipotesi che questi eventi minori contengano una serie di informazioni nascoste utili a svelare meccanismi eziologici spesso più complessi di quelli ottenibili in maniera diretta dall'analisi di un incidente rilevante. I cosiddetti quasi-incidenti possono fornire preziose indicazioni per la gestione della salute e della sicurezza, favorendo un miglioramento della sicurezza che – potenzialmente – sopprime alla mancanza di ulteriori dati relativi agli incidenti rilevanti [1]. Con "quasi-incidente" si identificano tutti quegli eventi che avrebbero potuto causare un incidente, un danno alla salute o addirittura una morte, ma che per qualche motivo non hanno avuto un epilogo disastroso [2]. Su questa base, un quasi-incidente può essere visto come un evento con il potenziale di diventare un altro evento con conseguenze ben maggiori. Questo nuovo punto di vista sottolinea la necessità di monitorare costantemente i pericoli, i rischi e le operazioni routinarie, raccogliendo informazioni su qualsiasi evento "avverso" sebbene abbia apparentemente avuto conseguenze minori. La segnalazione dei quasi-incidenti rappresenta un valore aggiunto, in quanto consente di anticipare i guasti, di esplorare i fattori causali, di verificare l'efficacia delle barriere di sicurezza, ma anche di apprendere i potenziali adattamenti e le strategie di risposta per evitare conseguenze più gravi. L'importanza dei quasi-incidenti acquista particolare rilevanza soprattutto per quegli ambienti industriali che si occupano di attività legate allo stoccaggio, alla manipolazione, alla produzione o al semplice utilizzo di sostanze pericolose: le cosiddette industrie Seveso [3]. Il termine "Seveso" si riferisce alla Direttiva Seveso III dell'Unione Europea [4], recepita nella legislazione italiana nel d.lgs.105/2015 [5], che identifica gli ambienti industriali ad alto rischio per quanto riguarda la sicurezza, la salute e l'ambiente in quanto coinvolgono sostanze chimiche pericolose. La Direttiva Seveso interessa diversi ambienti industriali, tra cui le raffinerie, l'industria chimica e petrolchimica, la farmaceutica, o anche le aziende coinvolte nella lavorazione di metalli ed esplosivi. Questa vasta differenziazione nelle operazioni associate ai settori Seveso rende difficile un'analisi di insieme volta ad imparare dai quasi-incidenti, nonostante lo scopo ultimo di queste realtà industriali sia condiviso.

A tal proposito, il presente lavoro presenta un metodo di analisi per esplorare in modo sistematico i dati raccolti delle segnalazioni di quasi incidenti raccolti dalle industrie Seveso. Per raggiungere questo obiettivo, questi ultimi saranno rappresentati in un grafo di conoscenza (anche knowledge graph) che permette l'analisi di una grande quantità di dati anche differenziati tra loro. L'analisi si basa sul concetto di completezza dei rapporti come indicatore principale delle prestazioni della gestione della sicurezza. Di conseguenza, il grafo di conoscenza è stato pesato attraverso dei questionari dapprima progettati sulla base di principi decisionali multicriteriali e successivamente somministrati ad esperti del settore Seveso.

La domanda di ricerca di questo lavoro può essere, quindi, formulata come segue: "In che misura i grafici della conoscenza possono supportare una meta-analisi della completezza dei report di quasi-incidenti raccolti nelle industrie Seveso?". Ci si basa sulla nozione di meta-analisi di sicurezza per identificare un tipo di ricerca che utilizza un approccio sistematico per combinare statisticamente una gran mole di dati di quasi-incidente per ottenere una panoramica sistemica sulla gestione della sicurezza. Il resto del documento è organizzato come segue. La Sezione 2 introduce il metodo alla base del presente lavoro, che viene poi dettagliato in Sezione 4 con degli esempi di analisi e relativi risultati preliminari. La Sezione 4 conclude infine il lavoro, con riflessioni e suggerimenti per un utilizzo pratico e continuo di questi strumenti durante le operazioni di ispezione.

2. Metodo

In questa sezione si presentano brevemente i fondamenti metodologici utilizzati per guidare l'analisi dei report di quasi-incidente attraverso la completezza del loro contenuto informativo. La metodologia si avvale della tecnologia dei grafi di conoscenza per modellare i dati raccolti e la estende attraverso un meccanismo di ponderazione volto ad assegnare un valore di rilevanza a ciascun tipo di informazione che una segnalazione può contenere. In sintesi, questa sezione contiene una formalizzazione della struttura a grafo, e le nozioni utili per l'approccio di meta-analisi di sicurezza attraverso la definizione della metrica di completezza.

2.1. Un grafo per modellare i quasi-incidenti

Un grafo G può essere formalmente definito come una struttura contenente dati organizzati in nodi (o vertici) e relazioni (o spigoli) che li collegano. Ogni nodo N_n è definito come un oggetto multidimensionale dotato di un'etichetta L_n^N ed una serie di proprietà $p_{1,n}^N, p_{2,n}^N, \dots, p_{i,n}^N$.

Allo stesso modo, una relazione R_m è definita come un oggetto multidimensionale definito da un nodo di partenza N'_m , un nodo terminale N''_m , un'etichetta L_m^R , ed una serie di proprietà $p_{1,m}^R, p_{2,m}^R, \dots, p_{j,m}^R$ ad essa assegnate.

Il knowledge graph utilizzato in questa ricerca si basa su un precedente contributo in [6], il lettore può trovare in quell'articolo una spiegazione più dettagliata di questo paragrafo. Il knowledge graph sfrutta le regole semantiche dell'ontologia per modellare le segnalazioni di quasi-incidente pubblicata in [7], brevemente discussa di seguito. Si noti che le etichette dei nodi (L_n^N) e relazioni (L_m^R) saranno indicate con lettere maiuscole in corsivo, mentre le loro proprietà ($p_{i,n}^N$) e ($p_{j,m}^R$) con lettere minuscole in corsivo. Per quanto riguarda i nodi, sono state identificate nove diverse etichette, a seconda delle quali, i nodi hanno diverse proprietà. Le etichette dei nodi e le proprietà che ne derivano sono le seguenti:

- *INDUSTRIAL_SECTOR*: identifica i nodi contenenti dati riguardanti il settore industriale in cui opera lo stabilimento che redige la segnalazione del quasi-

incidente. Questi nodi hanno una sola proprietà: *industrial_sector_id* che specifica il settore industriale legato alla direttiva Seveso.

- **ESTABLISHMENT**: identifica i nodi contenenti dati sullo stabilimento industriale da cui è stata raccolta la segnalazione di quasi-incidente. Questi nodi hanno tre proprietà: (i) *establishment_id*, che è un identificatore unico per lo stabilimento industriale; (ii) *location_region*, che contiene la regione in cui opera lo stabilimento industriale; (iii) *location_district*, che contiene la provincia in cui opera lo stabilimento industriale.
- **DOCUMENT**: identifica i nodi che contengono dati su uno specifico documento (solitamente un documento testuale in formato pdf) di segnalazione di quasi-incidente. I nodi con etichetta **DOCUMENT** hanno tre proprietà: (i) *document_id*, che è un identificatore univoco per uno specifico rapporto di quasi-incidente e consiste nel nome del file pdf di origine; (ii) *collection_date*, che contiene l'anno in cui il rapporto di near miss è stato raccolto dall'autorità preposta all'ispezione; (iii) *occurrence_date*, che contiene l'anno in cui si è verificato l'evento di quasi-incidente descritto nel rapporto.
- **EVENT**: identifica i nodi che contengono dati su un particolare evento che si è verificato nell'occorrenza del quasi-incidente. I nodi con etichetta **EVENT** hanno due proprietà: (i) *value*, che include una o più parole estratte dal testo del file pdf che rappresenta l'occorrenza di un evento, e (ii) *type*, che specifica la tipologia di evento descritto nel rapporto, che può essere "Loss" (i.e., perdita), "Failure" (i.e., guasto), "Deterioration" (i.e., deterioramento), "Major" (i.e., particolarmente rilevante) o "Success" (i.e., evento positivo di successo).
- **ACTIVITY**: identifica i nodi che contengono dati sull'attività svolta quando si è verificato il quasi-incidente. I nodi con etichetta **ACTIVITY** hanno un'unica proprietà *value*, che include una o più parole estratte dal testo del file pdf che sono state identificate come attività.
- **APPARATUS**: identifica i nodi che contengono dati su un'apparecchiatura industriale coinvolta nel quasi-incidente. I nodi con etichetta **APPARATUS** hanno due proprietà: (i) *value*, che contiene una o più parole estratte dal testo del file pdf che sono state identificate come apparecchiature, e (ii) *type*, che specifica il tipo di apparecchiatura riportata nel rapporto, può essere "Equipment" (i.e., attrezzatura) o "Component" (i.e., componente di un'attrezzatura).
- **SUBSTANCE**: identifica i nodi contenenti dati su una specifica sostanza coinvolta nel quasi-incidente. I nodi con etichetta **SUBSTANCE** hanno un'unica proprietà *value* che contiene una o più parole estratte dal testo del file pdf che sono state identificate rappresentative di una sostanza.
- **PEOPLE**: identifica i nodi contenenti dati relativi al ruolo di una persona (o di un gruppo di persone) che è stata coinvolta nel quasi-incidente. I nodi con l'etichetta **PEOPLE** hanno un'unica proprietà *value*, che contiene una o più parole estratte dal testo del file pdf che sono state identificate come riferite a fattori umani.

- *BARRIER*: identifica i nodi contenenti dati relativi alle barriere di sicurezza (siano esse tecniche, siano esse organizzative) che si sono attivate – o meno – quando si è verificato il quasi-incidente. I nodi con l'etichetta *BARRIER* hanno due proprietà: (i) *value*, che contiene una o più parole estratte dal testo del file pdf che sono state identificate come barriera, e (ii) *type*, che specifica il tipo di barriera descritta nel rapporto, che può essere "Technical" (i.e., tecnica) o "Organizational" (i.e., organizzativa).

In maniera simile, sono state identificate sette diverse etichette per le relazioni. Nessuna proprietà è invece specificata per quest'ultime. Le etichette delle relazioni sono:

- *BELONGS_TO*: identifica un collegamento tra uno stabilimento industriale e un settore industriale.
- *FROM*: mappa la relazione tra i documenti e lo stabilimento in cui sono stati redatti/raccolti.
- *CONTAINS*: mette in relazione tutte le informazioni contenute in un documento (nodi con etichette *EVENT*, *ACTIVITY*, *APPARATUS*, *SUBSTANCE*, *PEOPLE*, *BARRIER*) con il corrispondente nodo etichettato come *DOCUMENT*.
- *RELATED_TO*: è una relazione generica tra due informazioni contenute in un report.
- *PART_OF*: descrive una connessione fisica tra due elementi del report. Di conseguenza, può essere utilizzata per mettere in relazione tra loro nodi con etichetta *APPARATUS* e nodi con *BARRIER*.
- *INVOLVES*: mette in relazione un'informazione con un nodo con etichetta *SUBSTANCE*.
- *CAUSES*: indica una connessione di causa-effetto tra due nodi e punta sempre a un nodo con etichetta *EVENT*.

2.2. Completezza dei report di quasi-incidente

La metrica di completezza dei report di quasi-incidente è definita attraverso l'utilizzo dell'Analytical Hierarchy Process (AHP), una metodologia che ha lo scopo di supportare un processo decisionale nella ricerca della soluzione migliore in base a un insieme finito di K criteri [8]. Per inquadrare il problema decisionale dell'AHP, è necessario selezionare un obiettivo, un criterio e le alternative che ne contribuiscono. Nell'ambito di questa ricerca, l'obiettivo è stato definito come "massimizzare la completezza di un report di quasi-incidente" (misura rappresentativa dell'utilità che il documento acquisisce per le analisi di sicurezza); i criteri sono stati identificati nei diversi tipi di informazioni che il compilatore può inserire (etichette dei nodi); e le alternative altro non sono che le parole che il compilatore può utilizzare per rappresentare tali informazioni. In questo lavoro, le alternative sono state trascurate poiché: (i) nel knowledge graph sono presenti più di 2000 diverse alternative, rendendone quasi impossibile la valutazione attraverso interviste con esperti; (ii) ogni parola (contenuta della proprietà *value*) è stata assunta avere lo stesso valore in termini di completezza. Sulla base di queste premesse, il modello ontologico descritto

in Sezione 2.1 fornisce il numero totale di K criteri che è pari a 9. Tuttavia, in termini di completezza del report di quasi-incidente, è opportuno considerare solo le etichette relative al contenuto del report stesso, ossia EVENT, ACTIVITY, APPARATUS, SUBSTANCE, PEOPLE, BARRIER, imponendo $K = 6$.

Di conseguenza, si è sottoposto ad un gruppo di sei esperti il questionario basato sulla metodologia AHP. I sei esperti sono stati selezionati tra ricercatori nell'ambito della sicurezza industriale, ispettori Seveso, e professionisti impiegati nella gestione della sicurezza di stabilimenti Seveso. Il questionario ha previsto l'assegnazione, da parte degli esperti, di un punteggio a ciascun criterio attraverso delle comparazioni a coppie. Il risultato delle interviste ha permesso la definizione di sei matrici $K \times K$ (i.e., una per rispondente) contenenti il peso di ciascun criterio rispetto agli altri (comparazione a coppie). Le sei matrici sono poi state raggruppate in un'unica matrice di comparazione A con elementi pari alla media geometrica degli elementi nelle matrici individuali. Il risultato è presentato di seguito:

$$A = \begin{pmatrix} 1.00 & 1.38 & 0.86 & 0.36 & 1.63 & 0.84 \\ 0.72 & 1.00 & 1.18 & 0.44 & 2.18 & 1.25 \\ 1.16 & 0.84 & 1.00 & 0.51 & 1.07 & 0.68 \\ 2.81 & 2.29 & 1.97 & 1.00 & 5.52 & 1.90 \\ 0.61 & 0.46 & 0.93 & 0.18 & 1.00 & 0.36 \\ 1.18 & 0.80 & 1.48 & 0.53 & 2.81 & 1.00 \end{pmatrix} \quad (1)$$

in cui le righe (e le colonne) riferiscono, in ordine, ai criteri: *ACTIVITY*, *APPARATUS*, *BARRIER*, *EVENT*, *PEOPLE*, *SUBSTANCE*.

La consistenza dei risultati ottenuti è valutata attraverso:

$$CR = \frac{1}{RI_K} \cdot \frac{\lambda_{max} - K}{K - 1} = \frac{1}{1.25} \cdot \frac{6.13 - 6}{6 - 1} \cong 0.02 \quad (2)$$

in cui RI_K è la consistenza media stimata su un insieme sufficientemente largo di matrici di comparazione 6×6 , e λ_{max} è il massimo autovalore della matrice di comparazione in esame. Nelle applicazioni pratiche si è dimostrato che un valore di $CR \leq 0.1$ rappresenta un giudizio consistente [9].

Il passaggio successivo consiste nell'aggregare gli elementi di A definendo le componenti del vettore dei pesi w da assegnare ai criteri. Per fare ciò si è utilizzato il metodo dell'autovettore principale che consiste nell'identificare il vettore w come l'autovettore principale (quello relativo all'autovalore più alto) di A . Quindi, data una matrice di comparazione A , il vettore w risulta da:

$$\begin{cases} Aw = \lambda_{max} w \\ w^T e = 1 \end{cases} \quad (3)$$

dove e è il vettore di dimensione K definito come $e = (1, \dots, 1)^T$. Il risultato è presentato di seguito:

$$w = \begin{pmatrix} 0.41 \\ 0.45 \\ 0.38 \\ 1.00 \\ 0.23 \\ 0.50 \end{pmatrix} \rightarrow \begin{pmatrix} 0.14 \\ 0.15 \\ 0.13 \\ 0.34 \\ 0.08 \\ 0.17 \end{pmatrix} \quad (4)$$

in cui, nuovamente, le righe si riferiscono in maniera ordinata ai criteri: *ACTIVITY*, *APPARATUS*, *BARRIER*, *EVENT*, *PEOPLE*, *SUBSTANCE*. Si noti come il vettore w sia stato normalizzato.

La metrica di completezza η è stata infine definita attraverso la somma dei pesi delle etichette presenti in un report di quasi-incidente, prese una singola volta. In questo modo la completezza del report varia tra 0 e 1, con valore massimo quando tutte le informazioni sono state inserite almeno una volta nel documento. Una volta calcolati i pesi per ogni elemento contenuto nel report, la metrica di completezza è stata integrata nel knowledge graph. Per fare ciò, un'ulteriore proprietà $p_{4,n}^N$ denominata *completeness* (i.e., completezza) è stata aggiunta ai nodi con etichetta *DOCUMENT*.

3. Risultati dell'analisi

Nella sezione seguente i passi metodologici della sezione 2 sono applicati a un dataset di circa 4.000 segnalazioni di quasi-incidenti, raccolte in più di 250 stabilimenti industriali italiani operanti in 26 dei 39 settori identificati dalla direttiva Seveso (Allegato V sezione A2). Il knowledge graph risultante conta più di 45.000 nodi e 75.000 relazioni. La dimensione del grafo motiva, come già sottolineato in Sezione 1, la necessità di un processo sistematico per permettere la meta-analisi di sicurezza proposta.

Il knowledge graph, così come costruito, consente di analizzare le variazioni della metrica di completezza in relazione a diverse dimensioni. Ad esempio, la completezza dei report può essere analizzata attraverso: (i) settore industriale di provenienza (cioè navigando le connessioni con i nodi con etichetta *INDUSTRIAL_SECTOR*), (ii) stabilimento di provenienza (cioè navigando connessioni con i nodi con etichetta *ESTABLISHMENT*), (iii) data di raccolta (cioè estraendo la proprietà *collection_date* dai nodi con etichetta *DOCUMENT*), (iv) data di redazione (cioè estraendo la proprietà *occurrence_date* dai nodi con etichetta *DOCUMENT*), (v) ubicazione (cioè estraendo le proprietà *location_region* e *location_district* dai nodi con etichetta *ESTABLISHMENT*), o combinazioni di queste. Nel successivo paragrafo sarà presentata, a titolo di esempio, uno scenario di meta-analisi, i.e., completezza dei report in relazione ai settori industriali e stabilimenti.

3.1. Andamento della completezza per stabilimenti e settori industriali

Per permettere una presentazione dei risultati più chiara e sintetica, sono state evidenziate alcune affinità tra i settori industriali legati alla direttiva Seveso, tenendo

conto dei motivi per cui essi devono rispettare la direttiva. Di conseguenza, l'analisi considera solo sei macrosettori così definiti:

- MS1: contenente quei settori i cui principali rischi associati alle loro attività industriali non sono direttamente collegati alla direttiva Seveso. La loro attività principale non è legata alla direttiva.
- MS2: contenente tutti quei settori le cui attività coinvolgono il petrolio e gli idrocarburi.
- MS3: contenente tutti quei settori le cui attività sono legate all'utilizzo di esplosivi.
- MS4: contenente tutti quei settori industriali che lavorano con i gas
- MS5: contenente tutti quei settori industriali che lavorano con sostanze chimiche o prodotti correlati.
- MS6: contenente tutti quei settori le cui attività sono legate alla gestione dei rifiuti.

Questa stratificazione è presentata per rispecchiare l'ipotesi che i macrosettori siano considerati omogenei in termini di peculiarità di rendicontazione dei report di quasi-incidente. Si noti che i dati relativi allo stabilimento di provenienza sono stati resi anonimi per garantire la privacy delle aziende.

Questa prima analisi valuta quindi la completezza nella redazione dei report di quasi-incidente degli stabilimenti Seveso all'interno del dataset, considerando anche il loro macro-

settore di appartenenza. Per fare ciò, viene dapprima eseguita un'analisi esplorativa del grafo per ricavare i dati di interesse. L'analisi esplorativa è schematizzata in Figura 1, essa consiste in tre fasi principali:

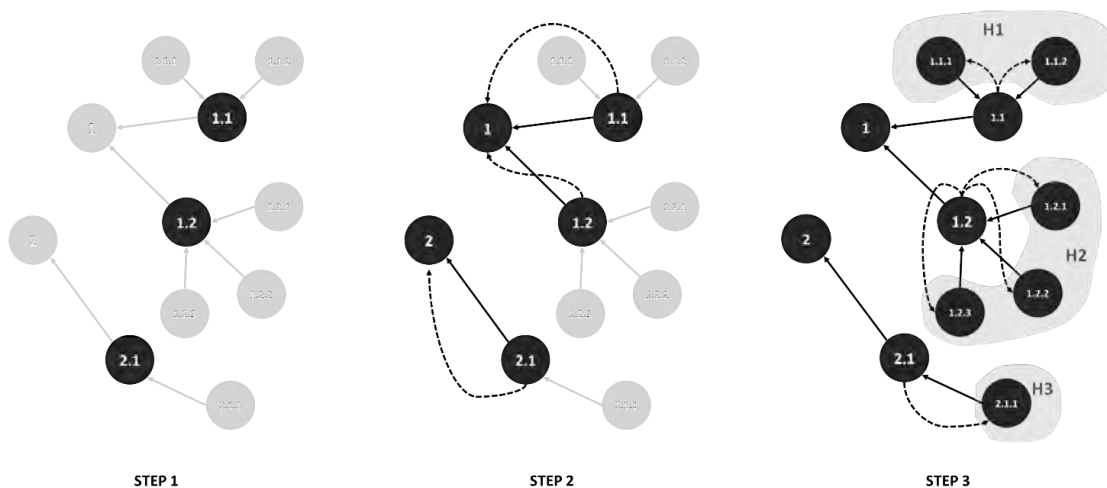


Figura 1. Schematizzazione dell'analisi esplorativa del grafo per ricavare i dati di interesse.

- Step 1: si identificano nel grafo tutti i nodi con etichetta *ESTABLISHMENT* i quali rappresentano la chiave unica ed il fulcro dell'analisi. In Figura 1 essi sono i nodi denominati con due cifre.
- Step 2: di tutti i nodi identificati, si navigano le relazioni con etichetta *BELONGS_TO* raggiungendo i relativi nodi con etichetta *INDUSTIAL_SECTOR* (i nodi denominati

con una sola cifra in Figura 1). Questa fase permette di estendere l'analisi considerando anche i macro-settori a cui gli stabilimenti afferiscono.

- Step 3: ripartendo dai nodi identificati in Step 1, si navigano le relazioni con etichetta *FROM* in modo tale da ricavare, per ogni stabilimento industriale, i relativi documenti di quasi-incidente. Questo step permette di assegnare ad ogni chiave univoca (nodi con etichetta *ESTABLISHMENT*) un insieme di documenti (nodi con etichetta *DOCUMENT*), conservando anche il macro-settore industriale di afferenza (nodo con etichetta *INDUSTRIAL_SECTOR*).

Gli insiemi di nodi con etichetta *DOCUMENT* così definiti (ad esempio, H1, H2, H3 in Figura 1) sono utilizzati per il calcolo della completezza. Una semplice media aritmetica è utilizzata per definire l'abilità delle aziende di completare opportunamente i report di quasi-incidente.

I risultati sono presentati in Figura 2, i relativi colori identificano il macro-settore di appartenenza. Il grafico mostra la frequenza normalizzata del numero di stabilimenti che garantiscono un determinato valore di completezza, raggruppandoli per macrosettori. La completezza media può ulteriormente essere valutata in relazione al numero di report sottomessi (in Tabella 1 sono presentati dei dati numerici relativi alla numerosità di stabilimenti e report in ogni macro-settore).

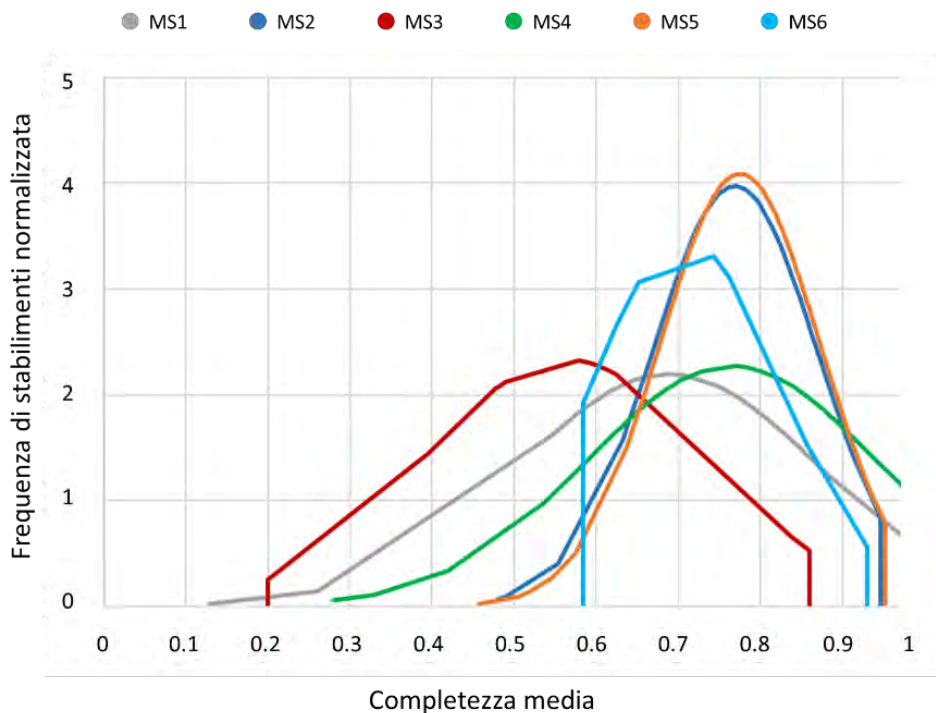


Figura 2. Analisi degli stabilimenti industriali per macro-settore attraverso la completezza media garantita e la frequenza di stabilimenti per macro-settore normalizzata.

Metrica	MS1	MS2	MS3	MS4	MS5	MS6
Numero di stabilimenti	32	49	12	47	111	9
Numero di report	483	538	94	328	2286	94
Numero medio di report per stabilimento	15.09	10.98	7.83	6.98	20.59	10.44

Tabella 1. Analisi numerica di stabilimenti e report per macro-settore industriale.

È evidente come alcuni macro-settori siano costituiti da stabilimenti che hanno una migliore capacità di garantire una narrazione completa dei quasi-incidenti. In particolare, MS2 (i.e., raffinerie, blu) e MS5 (i.e., chimici, arancio) si dimostrano due macro-settori particolarmente abili in termini di completezza media che i loro stabilimenti riescono a garantire. Il MS5 ha anche il punteggio più alto per quanto riguarda i rapporti presentati. Questo risultato può essere sintomo di una forte sensibilità del MS5 nella gestione dei quasi-incidenti, ma è anche chiaramente legato al maggior numero di stabilimenti appartenenti a questo macro-settore (vedi Tabella 1). D'altra parte, MS4 (i.e., gas, verde) mostra un'ampia distribuzione della completezza media, sottolineando la presenza di differenze interne tra i vari attori dello stesso settore. Questo risultato è anche un indicatore del fatto che alcuni stabilimenti dell'MS4 potrebbero trarre particolare beneficio dalle lezioni apprese da altri attori del settore per migliorare la loro capacità di gestire i quasi incidenti.

4. Conclusioni

Il presente lavoro esamina l'importanza dei quasi-incidenti e mette in evidenza come questi ultimi possano essere utilizzati come indicatore chiave per migliorare la sicurezza industriale negli stabilimenti di Seveso. Su questa base, le informazioni contenute nelle segnalazioni di quasi-incidenti devono essere massimizzate per aiutare le organizzazioni ad identificare e mitigare i rischi prima che giungano ad epiloghi più gravi. Il documento presenta una meta-analisi della sicurezza che aggiorna il knowledge graph in [6] aggiungendo dei pesi ricavati tramite interviste ai nodi del grafo. Questi ultimi permettono di calcolare una metrica di completezza che valuta il contenuto informativo di ogni segnalazione.

La meta-analisi presentata è, in questa fase, puramente descrittiva (cioè, come sono state svolte le analisi). Tuttavia, questi risultati aprono la strada allo sviluppo di uno strumento prescrittivo (cioè, come dovrebbero essere svolte le analisi). Quest'ultimo può aiutare sia i responsabili della sicurezza delle industrie a redigere rapporti altamente informativi, sia gli ispettori delle autorità di regolamentazione a individuare le criticità e a suggerire aree di miglioramento. Partendo da questa base,

i principi del graph embedding possono essere utilizzati per consentire l'uso di algoritmi di apprendimento automatico per eseguire il completamento delle relazioni o la classificazione di nuovi nodi [10].

Considerare i quasi-incidenti come opportunità di miglioramento può far sì che le organizzazioni costruiscano una cultura del miglioramento continuo, della fiducia e della responsabilità che favorisca un ambiente di lavoro più sicuro e resiliente. Pertanto, la meta-analisi proposta in questa ricerca supporta le industrie nell'incoraggiare le segnalazioni sulla sicurezza e fornire una solida base per le riflessioni critiche.

Riconoscimenti

Questo lavoro è parte del progetto di Dottorato di Ricerca XXXVII Ciclo "Cognitive and Physical Modelling of Complex Industrial Processes for Vulnerability Analysis and Resilient Design" (dottorando: Francesco Simone) finanziato da INAIL in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Aerospaziale presso "La Sapienza" Università di Roma.

Bibliografia

- [1] P. Agnello, S. M. Ansaldi, and P. A. Bragatto, "Plugging the gap between safety documents and workers perception, to prevent accidents at seveso establishments," *Chem. Eng. Trans.*, vol. 26, pp. 291 – 296, 2012, doi: 10.3303/CET1226049.
- [2] J. R. Phimister, U. Oktem, P. R. Kleindorfer, and H. Kunreuther, "Near-miss incident management in the chemical process industry," *Risk Anal.*, vol. 23, no. 3, pp. 445 – 459, 2003, doi: 10.1111/1539-6924.00326.
- [3] S. M. Ansaldi, A. Pirone, M. R. Vallerotonda, P. Agnello, and P. Bragatto, "Near misses from the seveso inspections: Use of knowledge based methods for safety improvement," *Chem. Eng. Trans.*, vol. 77, pp. 421–426, 2019, doi: 10.3303/CET1977071.
- [4] EU Council, "DIRECTIVE 2012/18/EU On the control of major accident hazards involving dangerous substances," *Off. J. Eur. Union*, vol. L197, pp. 1–37, 2012.
- [5] DLgs 105-2015, "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose.," 2015.
- [6] F. Simone, S. M. Ansaldi, P. Agnello, and R. Patriarca, "Industrial safety management in the digital era: Constructing a knowledge graph from near misses," *Comput. Ind.*, vol. 146, p. 103849, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.compind.2022.103849>.
- [7] S. M. Ansaldi, P. Agnello, A. Pirone, and M. R. Vallerotonda, "Near miss archive: A challenge to share knowledge among inspectors and improve seveso inspections," *Sustain.*, vol. 13, no. 15, 2021, doi: 10.3390/su13158456.

- [8] T. L. Saaty, "How to make a decision: The analytic hierarchy process," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 48, no. 1, pp. 9 – 26, 1990, doi: 10.1016/0377-2217(90)90057-I.
- [9] M. Brunelli, *Introduction to the Analytic Hierarchy Process*. Springer Cham, 2015. doi: 10.1007/978-3-319-12502-2.
- [10] Q. Wang, Z. Mao, B. Wang, and L. Guo, "Knowledge graph embedding: A survey of approaches and applications," *IEEE Trans. Knowl. Data Eng.*, vol. 29, no. 12, pp. 2724–2743, 2017, doi: 10.1109/TKDE.2017.2754499.

Il ruolo dell'errore umano in incidenti e quasi-incidenti nei siti di stoccaggio di GPL: indagine ad ampio raggio tramite analisi di database incidentali

S. Carra¹, P. Agnello¹, L. Monica¹, C. Di Girolamo²

¹ Inail - Dit

² Inail - Uot di Piacenza

Abstract

I depositi di GPL rappresentano una percentuale significativa degli impianti a rischio di incidente rilevante italiani. La necessità di garantire efficaci condizioni di sicurezza, come da Direttiva Seveso, porta le aziende coinvolte a registrare regolarmente gli incidenti ed i quasi-incidenti (near-miss), riportati anche nel corso delle ispezioni periodiche effettuate dagli organi di vigilanza.

Il presente lavoro si propone di indagare, anche quantitativamente, quale sia l'effettivo ruolo dell'errore umano nel verificarsi di incidenti e quasi incidenti nei depositi di GPL, a partire dall'analisi di un'ampia serie di eventi estratta dal database Inail "EsOpIA" (Esperienze Operative e Intelligenza Artificiale). Lo studio analizza in particolar modo le possibili cause incidentali e le soluzioni adottate, anche tenendo conto di quanto, negli anni, il contributo dell'errore umano possa essere stato controbilanciato da più efficienti modalità di manutenzione e nuovi accorgimenti tecnologici. Ciò anche al fine di individuare trend di settore e stimolare alla diffusione di buone pratiche e strumenti aggiuntivi di valutazione dei modelli di gestione della sicurezza in tali impianti.

Keywords: depositi di GPL; errore umano; manutenzione; incidenti; near-miss.

1. Introduzione

Dagli anni 2000 in avanti, lo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche per il travaso e lo stoccaggio di GPL, unitamente alla definizione di normative di settore sempre più stringenti, ha modificato il peso che ciascuna delle potenziali cause incidentali (errore umano, fattori organizzativi, carenze tecnologiche) poteva avere sulle effettive condizioni di sicurezza dei siti industriali dedicati a tali attività. Essi sono soggetti alla Direttiva 2012/18/UE (Seveso III), recepita in Italia dal d.lgs. 105 del 26 giugno 2015, poiché presentano quantità di sostanze pericolose che permettono di classificare gli stessi come stabilimenti di Soglia Inferiore e Soglia Superiore secondo l'art. 3 del medesimo Decreto. Tali quantitativi sono infatti tali da poter potenzialmente produrre conseguenze devastanti qualora si verifici un incidente, per esempio in caso di rilascio o sversamento di prodotto e successivo innesco efficace.

Ai fini della sicurezza, essendo fortunatamente rari gli incidenti a sviluppo incontrollato con effetti catastrofici su cose e persone all'interno e/o all'esterno degli stabilimenti, è a maggior ragione necessario registrare sia gli eventi incidentali che quelli quasi-incidentali (i cosiddetti "near-miss"), nonché circostanze o comportamenti umani impreveduti, ai fini di poter successivamente rianalizzare nel complesso accadimenti che, essendo più frequenti, hanno anche un maggior peso dal punto di vista statistico. Peraltro, nella lista di riscontro utilizzata in sede di verifica ispettiva (lista 3.) alla voce 7- controllo delle prestazioni, ii) viene richiesto che il gestore abbia predisposto una procedura per la classificazione di incidenti, quasi incidenti, anomalie, ecc. e che ne preveda le registrazioni e l'analisi al fine di individuare interventi gestionali idonei attraverso l'adozione di misure preventive e correttive.

Si definiscono "near-miss" quegli eventi indesiderati che non hanno comportato danni o infortuni significativi ma che avrebbero potuto generare conseguenze ben peggiori (in termini di lesioni sulle persone, danni alla proprietà o errori di processo) laddove si fossero verificati in circostanze meno fortunate (come in caso di mancata accensione di sostanze infiammabili rilasciate) o fossero stati innescati da condizioni particolarmente avverse. In particolare, la norma UNI 10617:2019 (Stabilimenti con pericolo di incidente rilevante – Sistemi di gestione della sicurezza – Requisiti essenziali) definisce il "quasi incidente rilevante" come un qualunque evento straordinario che avrebbe potuto trasformarsi in un incidente rilevante, specificando inoltre che la differenza tra incidente rilevante e quasi incidente non risiede nelle cause o nelle modalità di evoluzione dell'evento, ma solo nel diverso grado di sviluppo delle conseguenze o nella casualità della presenza di cose o persone.

I near-miss possono essere considerati possibili precursori di eventi catastrofici durante tutta la vita operativa dell'impianto [1], dunque la loro analisi può rappresentare il punto di partenza per riuscire ad anticipare e prevenire grandi disastri nei contesti industriali. Per questo motivo, la letteratura scientifica già da tempo propone metodologie di raccolta ed analisi storica di tali eventi incidentali e quasi-incidentali, evidenziandone tra l'altro criteri di classificazione e dando un peso particolare al ruolo assunto dai comportamenti umani non sicuri nonché dai presupposti per il verificarsi di tali atti (condizioni di lavoro, supervisione non idonee e influenze organizzative) [2].

Alla luce di tali evidenze tecnico-scientifiche, l'archivio INAIL "EsOplA" è nato con la peculiarità di riuscire ad indicizzare, mediante algoritmi di machine learning, le esperienze operative degli impianti a rischio di incidente rilevante, raccolte durante le ispezioni di cui all'art. 27 del d.lgs. 105/15 dagli ispettori INAIL, includendo in tale attività di catalogazione anche e soprattutto i quasi-incidenti [3]. Il modello costruito in EsOplA consente all'utente di tale strumento (che sia un ricercatore, un ispettore o un tecnico) di estrarre informazioni in modo più mirato rispetto ad un database classico, in quanto per ogni evento l'algoritmo di machine learning è in grado di individuare concetti e di rappresentare l'evento stesso sotto forma di grafi entità-relazioni [4]. Si specifica comunque che lo strumento non estrae dalle schede delle

esperienze operative i cosiddetti “fattori gestionali”, indicati tramite la numerazione del pertinente punto di riscontro così come riportato nella lista di controllo.

Un precedente lavoro di alcuni degli autori del presente studio aveva analizzato gli eventi quasi-incidentali occorsi in un singolo sito italiano di stoccaggio di GPL nel corso di un decennio, notando come le esperienze operative delle ispezioni Seveso non avessero evidenziato un particolare ruolo avuto dall'errore umano nell'insorgere dei near-miss [5]. Allo stesso tempo, emergeva un piano manutentivo particolarmente attento e prudente, capace di risolvere buona parte delle problematiche emerse.

Ciò in contrasto con precedenti ricerche riportate dalla letteratura nazionale ed internazionale, che avevano dimostrato che i rischi nelle operazioni di travaso di GPL possono essere fortemente influenzati dal fattore umano, per esempio nelle fasi di travaso del prodotto (da autobotte a serbatoio e viceversa) o comunque durante fasi di verifica e controllo [6].

Il presente lavoro nasce quindi con l'obiettivo di estendere l'analisi precedentemente svolta [5] ad un maggior numero di siti GPL, in modo da confermare o smentire tale ridotto contributo del fattore umano all'insorgenza di incidenti ed evidenziare, eventualmente, buone pratiche e/o procedure manutentive che negli anni possano averne modificato il peso.

A tal fine, lo strumento EsOplA è stato scelto non solo per la numerosità degli eventi in esso contenuti, ma perché esso è apparso in grado – attraverso gli algoritmi di machine learning - di orientare meglio e velocizzare la ricerca dei quasi-incidenti di interesse.

2. Raccolta dati ed analisi

Il database EsOplA è strutturato in modo da consentire all'utente di effettuare una ricerca di singole parole, gruppi di parole o frasi che l'algoritmo di machine learning rielabora in termini di linguaggio naturale, “ragionando” secondo il livello di addestramento ricevuto fino a quel momento e fornendo quindi all'utente una lista di schede operative contenenti gli eventi di potenziale interesse.

Al fine di raffinare ulteriormente la ricerca, è possibile anche applicare dei filtri, alcuni dei quali permettono di isolare le schede in cui l'algoritmo ha individuato concetti o relazioni specifici. Per esempio, cercare l'“EVENTO” “Rilascio” consente di selezionare solo quegli eventi caratterizzati da una perdita di contenimento, fuoriuscita o spandimento di prodotto, mentre “Guasto” riguarda i malfunzionamenti, le rotture o la mancanza di determinate attività/attrezzature.

Nel caso specifico, si è scelto di iniziare la ricerca semplicemente ricercando la parola “GPL” (l'algoritmo è case-insensitive), avendo consapevolezza però di poter trovare così eventi riguardanti non solo siti di stoccaggio GPL, ma anche altri contesti dove il GPL potesse avere un ruolo secondario. In questo modo, si sono individuati 136 eventi su un totale di 3399 in quel momento contenuti in EsOplA. Il database è infatti in continuo aggiornamento e via via vengono introdotti nuovi dati provenienti da altre ispezioni SEVESO.

Successivamente, si è scelto di filtrare i risultati in base all'attività svolta nei siti industriali in cui si sono verificati gli eventi e considerando quindi le due denominazioni che ufficialmente definiscono i siti di nostro interesse: "STOCCAGGIO DI GPL" e "PRODUZIONE, IMBOTTIGLIAMENTO E DISTRIBUZIONE ALL'INGROSSO DI GAS DI PETROLIO LIQUEFATTO (GPL)". In tal modo, la lista degli eventi si è ridotta a 109 elementi. Infine, si è scelto di considerare solo le schede in cui effettivamente la "SOSTANZA" principale fosse "GPL": la lista delle schede si è così ridotta a 100 elementi. Tra di essi, si è deciso poi di escludere 4 eventi, quelli cioè che (i) non si sono svolti all'interno di siti industriali (bensì in distributori stradali di GPL, autobotti in itinere, etc.) o (ii) non sono apparsi descritti con sufficiente dettaglio nelle schede operative. Successivamente, al fine di verificare che l'algoritmo avesse fatto una selezione completa e soprattutto che non fossero state escluse schede contenenti importanti riferimenti al ruolo dell'errore umano nell'insorgere dei quasi-incidenti, è stata svolta una seconda ricerca. A partire dai suddetti 136 eventi, il risultato è stato filtrato questa volta attraverso il parametro "Persone", selezionando la voce "Tutti", in modo da individuare gli eventi che coinvolgessero qualsiasi tipo di persona (operatori, responsabili per la sicurezza etc.): tali eventi sono risultati essere una cinquantina. Tra di essi, sono stati poi individuati quelli in cui il comportamento di tali individui era stato ritenuto tra le cause dell'evento (escludendo invece casi in cui le persone avevano solo assistito ai fatti o li avevano segnalati), individuando così un insieme di circa 20 schede. Da un confronto con il risultato della precedente ricerca, è emerso che tali schede erano già presenti anche nella suddetta lista di 96 eventi, che dunque è stata ritenuta idonea ad essere sottoposta alla successiva fase di analisi. Gli eventi selezionati sono stati quindi inseriti in un foglio di calcolo, così da essere catalogati e classificati in base agli attributi specifici dettagliati in Tabella 1. Questi ultimi sono stati prevalentemente scelti in base ad analoghi criteri utilizzati nel precedente lavoro svolto [5], così da permettere un confronto più omogeneo dei risultati.

Attributo	Descrizione
Anno	Anno in cui si è verificato l'evento
Gravità dell'evento	Livello di gravità a seconda delle conseguenze dell'evento: 1 = nessun infortunio, nessun danno, nessun rilascio di sostanze pericolose; 2 = nessun ferito, nessun danno, piccoli rilasci di sostanze pericolose; 3 = nessuna lesione, danno a proprietà o attrezzature, nessuna perdita di contenimento; 4 = rilascio di sostanze pericolose, ma senza infortuni; 5 = infortuni lievi, con rilascio di sostanze pericolose; 6 = evento con ulteriori conseguenze sull'ambiente circostante.
Tipologia di evento indesiderato	Rilascio in fase di carico GPL; Rilascio in fase di scarico GPL; Rilascio da compressore; Rilascio da pompa;

	Anomalia inerente riempimento e gestione delle bombole; Anomalia (diversa da rilascio) su compressori o pompe; Anomalia su allarmi, sensori ed elettronica di controllo; Altre anomalie
Principale presunta causa innescante l'evento	Disattenzioni dell'operatore; Errate valutazioni da parte dell'operatore; Errate impostazioni di sistema/impianto; Usura, mancanze nella manutenzione, pezzi difettosi; Errori di installazione; Carenze tecniche/progettuali; N/A.
Presenza di una componente di causa data dall'errore umano	Comportamenti dei lavoratori possono essere considerati la causa (o una delle cause) dell'evento indesiderato: SI'/NO
Presenza di una componente di causa tecnologica	Caratteristiche dell'impianto/apparecchiatura possono essere considerate la causa (o una delle cause) dell'evento indesiderato: SI'/NO
Presenza di una componente di causa organizzativa	Eventuali procedure e norme organizzative possono essere considerate causa (o una delle cause) dell'evento indesiderato: SI'/NO
Azioni intraprese e programmate	Interventi basati sull'organizzazione del lavoro (es. formazione dei lavoratori, procedure di controllo e manutentive) e sul miglioramento dei sistemi tecnici (riprogettazione, ottimizzazione dei componenti).

Tabella 1. Attributi per la classificazione degli eventi indesiderati.

La maggior parte degli eventi identificati rientra nelle categorie di "gravità" 1-2, ossia quelle a minor impatto, che a tutti gli effetti sono classificabili come near-miss, ma che comunque non vanno trascurate in quanto anche piccoli rilasci di GPL possono essere precursori di gravi incidenti.

Non mancano comunque, anche in anni recenti, livelli di gravità appena più alti, in particolare casi di rilascio di sostanza in quantità non trascurabile (livello 4), a testimonianza del fatto che è a tutt'oggi importante mantenere un alto livello di attenzione. Buona parte degli eventi qui individuati, estratti da EsOplA, si concentra nel periodo 2013-2018; peraltro, in una dozzina di schede non era riportata la data.

La Figura 1 mostra la percentuale di eventi indesiderati identificati per ciascuna tipologia di possibile anomalia, incluse quelle relative alle classiche perdite in fase di travaso (18%) e quelle relative alle macchine coinvolte (pompe e compressori) (11%). Si è inoltre scelto di evidenziare particolarmente tutti i quasi-incidenti relativi a problematiche nell'elettronica e sensoristica digitale di controllo (19%), così come tutte le anomalie specificatamente legate alla gestione delle bombole di GPL (23%).

Resta poi una significativa "fetta" di eventi indicata come "Altre anomalie" (29%): essa individua altre categorie rispetto a quelle riportate nel precedente studio [5], di cui, in particolare, un 64% costituito da avarie o rotture di componenti meccanici o strumenti

di misura ed un 22% costituito da altre tipologie di rilascio di GPL (per esempio, da valvole non coinvolte nella procedura di carico/scarico).

In merito invece all'individuazione delle possibili cause dei quasi-incidenti, la Figura 2 mette in evidenza un 23% di casi prevalentemente dovuti ad errore umano, qui inteso come l'errore degli operatori, nelle sue varie manifestazioni (errore di distrazione, di valutazione, etc.). Nel 10% dei casi risultano significative carenze tecniche o progettuali, sulle quali tipicamente si è intervenuto tramite successive programmazioni di acquisti di nuovi componenti o modifiche impiantistiche.

È ben evidente, infine, un 63% di eventi dipendenti da mancanze nella manutenzione, componenti di impianto difettosi ed usura di componenti. Si tratta di una quantità molto significativa, che comprende prevalentemente due tipi di situazioni: (i) un 82% di casi in cui difetti o invecchiamento dei componenti sono stati considerati "nella norma" o imprevedibili e quindi semplicemente gestiti tramite opportune scorte di pezzi di ricambio o interventi di manutenzione estemporanei; (ii) un rimanente 18% dei casi in cui sono emerse vere e proprie carenze manutentive, tali da richiedere interventi di natura organizzativa anche a medio e lungo termine. Anche in quest'ultimo caso, quindi, emerge il ruolo del fattore umano, seppur a livello più alto nella scala gerarchica aziendale, in quanto coinvolgente le figure aziendali che si occupano della gestione delle procedure e della programmazione della manutenzione.

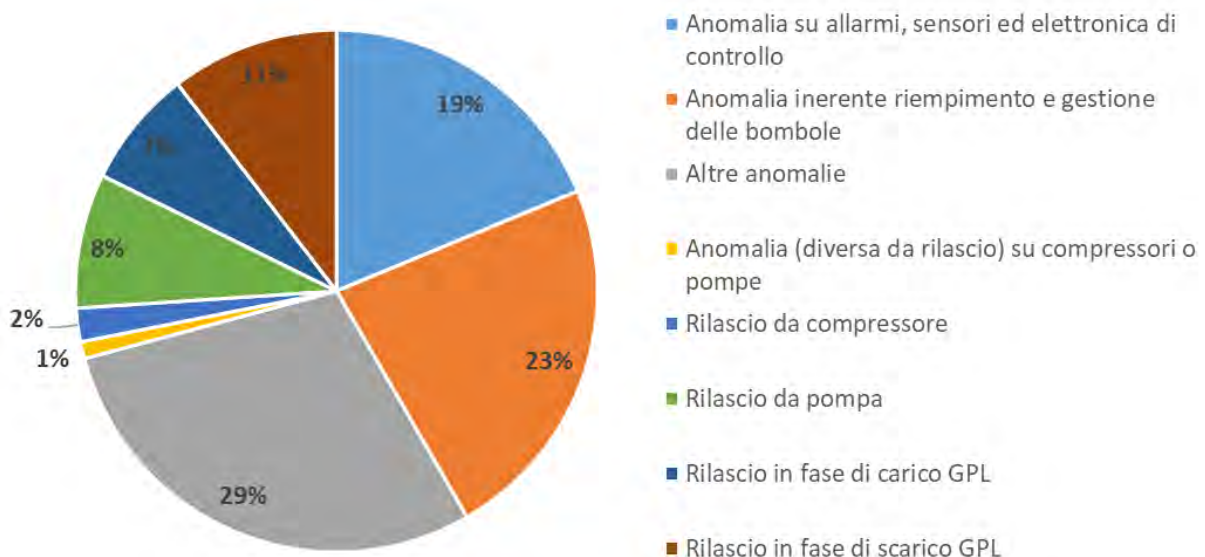


Figura 1. Percentuale di eventi indesiderati identificati per ciascuna tipologia di possibile anomalia.

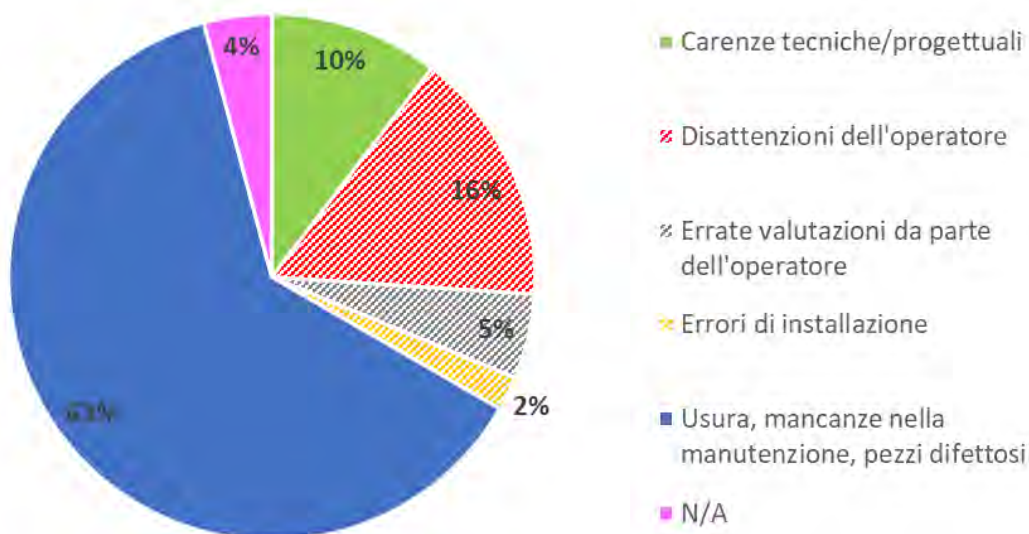


Figura 2. Percentuale di eventi indesiderati identificati per ciascuna principale causa innescante. L'area tratteggiata si riferisce globalmente agli eventi presumibilmente causati da errore umano (operatori front-line).

Le componenti umane e le componenti organizzative che contribuiscono a ciascun evento indesiderato possono infatti essere pensate come connesse. Fattori individuali (ad esempio errori decisionali, errori basati sulle competenze, errori percettivi), fattori di supervisione e fattori organizzativi (ad esempio clima organizzativo, gestione delle risorse) sono correlati e gestibili soprattutto tramite interventi di natura organizzativa. In particolare, sono state anche analizzate le tipologie di intervento attuate in seguito a ciascun evento indesiderato (sia come azioni intraprese che come azioni programmate), soprattutto in relazione alle attività di correzione e prevenzione di possibili errori degli operatori front-line. In alcuni casi, sono state organizzate nell'immediato riunioni con gli addetti al fine di approfondire quanto accaduto. Nel 25% dei casi, inoltre, sono state programmate attività di formazione, informazione ed addestramento sulle tematiche di sicurezza connesse agli eventi indesiderati occorsi, oltre che azioni di sensibilizzazione dei lavoratori, per esempio in merito alla regolare attuazione di controlli giornalieri per la rilevazione di piccole perdite sull'impianto, difficilmente rilevabili dai sistemi di protezione.

3. Interpretazione dei risultati e conclusioni

Il presente studio ha analizzato una serie di quasi-incidenti occorsi dal 2006 al 2021 in una pluralità di siti italiani di stoccaggio, produzione ed imbottigliamento di GPL, al fine di identificare possibili fattori (tecnici, organizzativi e soprattutto umani) che potessero aver contribuito a causare il loro verificarsi.

I dati sono stati estratti dall'archivio INAIL EsOpIA, comprendente, al momento della presente analisi, oltre 3300 schede relative ad eventi quasi-incidentali tratti dalle esperienze operative degli impianti a rischio di incidente rilevante raccolte durante le ispezioni.

Sono state individuate le tipologie di incidenti più comuni nei siti di interesse, unitamente alle presumibili cause di tali eventi, anche alla luce delle misure organizzative e tecnologiche successivamente adottate per risolvere e prevenire tali criticità.

Si è scelto di adottare criteri di analisi simili a quelli utilizzati nell'ambito di un precedente lavoro degli stessi autori, che, nella storia incidentale di un singolo sito di stoccaggio GPL, aveva individuato un contributo quasi nullo dell'errore umano nell'insorgere dei near-miss e, parimenti, una gestione particolarmente attenta e talora quasi ridondante delle procedure manutentive.

I nuovi dati, relativi stavolta ad una pluralità di siti diversi, seppur della stessa tipologia, mostrano una significativa riduzione del peso percentuale degli eventi indesiderati riguardanti le attrezzature e gli impianti di travaso (pompe e compressori), che passano dal 54% evidenziato nel precedente studio all'11%, pur rimanendo sempre significativi. Calano anche, seppur in maniera molto minore, i casi di rilascio in fase di travaso (dal 27% al 18%), mentre crescono di molto i casi individuati riguardanti le problematiche sulle bombole di GPL (dal 7% al 23%).

Rispetto al precedente studio, inoltre, emergono come nuove casistiche importanti sia la problematica delle anomalie nell'elettronica e sensoristica digitale di controllo, sia quella delle avarie/rotture di componenti meccanici o strumenti di misura (non necessariamente associata a rilasci di GPL).

In tutti questi casi, a differenza di quanto osservato in passato dagli autori [5], si evince un ruolo importante del fattore umano come possibile causa degli eventi indesiderati. Esso si attesta infatti ad un 23% dei casi (coinvolgenti errori degli operatori), a cui vanno aggiunti i casi in cui siano state evidenziate importanti carenze a livello gestionale (procedure operative), pari all'11% circa dei casi. Ne è prova il fatto che nel 25% dei casi sono stati successivamente programmati interventi di formazione, informazione ed addestramento degli operatori, oltre che di generale sensibilizzazione all'importanza dei controlli giornalieri dello stato e dell'efficienza delle attrezzature ai fini della sicurezza.

Si può quindi concludere che l'analisi estesa ad un maggior numero di siti di stoccaggio GPL ha riportato alla luce un significativo ruolo dell'errore umano nell'insorgere di near-miss in tale tipologia di impianti. Essi, dunque, nonostante l'alta standardizzazione delle attività ed i rigidi vincoli normativi, non ne sono esenti.

Allo stesso tempo, però, si può presumere che l'ottimizzazione delle procedure manutentive consenta di ottenere, quantomeno, una significativa riduzione della componente umana connessa alla gestione e definizione delle procedure, come appena descritta. È quindi auspicabile la diffusione di buone pratiche manutentive, ad oggi anche potenziabili attraverso l'uso di moderni software dedicati, sulla scia dell'esempio fornito dai siti industriali più "virtuosi" in tal senso.

4. Ringraziamenti

Gli autori sono grati alla Dott.ssa Silvia Maria Ansaldi per il supporto fornito in merito all'utilizzo del database EsOpIA.

5. Bibliografia

- [1] Paté-Cornell E. On "black swans" and "perfect storms": risk analysis and management when statistics are not enough. *Risk Anal.* 2012; 32(11): 1823-1833.
- [2] Baldissoni G., Demichela M., Comberti L., Murè S. Occupational accident-precursors data collection and analysis according to Human Factors Analysis and Classification System (HFACS) taxonomy. *Data Br.* 2019; 26: article number 104479.
- [3] Ansaldi S.M., Pirone A., Vallerotonda M.R., Agnello P., Bragatto P. Near misses from the Seveso inspections: use of knowledge-based methods for safety improvement. *Chem. Eng. Trans.* 2019; 77: 421–426.
- [4] Ansaldi S.M., Agnello P., Pirone A., Vallerotonda M.R. Near miss archive: a challenge to share knowledge among inspectors and improve Seveso inspections. *Sustain. (Switz.)* 2021; 13(15): article number 8456.
- [5] Di Girolamo C., Carra S., Monica L., Tonti A. Risks in loading and unloading LPG at storage sites: analysis of a set of quasi-accidental events. *Chem. Eng. Trans.* 2023; 99: 343–348.
- [6] Silvestri F., Saccone M.V., Incorvaia C.F. The risk of release during transfer from mobile tanks: factors related to transport systems, characteristics of the transfer points and human component. Proposals for plant and regulatory interventions. Atti della Conferenza VGR2000 (*Risk assessment and management in civil and industrial settlements*). Pisa, 24-26 Ottobre 2000.

Esplosione CVE ed incendio di vapori infiammabili durante svuotamento di serbatoio atmosferico – criticità delle operazioni di cambio/travaso di liquidi altamente infiammabili da serbatoio a serbatoio

F. Delli Quadri

ISPRA – Servizio per i Rischi e la Sostenibilità Ambientale delle Tecnologie, delle Sostanze Chimiche, dei Cicli Produttivi e dei Servizi Idrici e per le Attività Ispettive, VAL-RTEC

Abstract

L'analisi dell'esperienza storica degli incidenti industriali costituisce una fonte basilare da cui estrapolare importanti lezioni tecniche e gestionali da apprendere, sia per i gestori delle industrie a rischio di incidente rilevante, sia per le pubbliche Amministrazioni impegnate nelle attività di controllo. Tale analisi costituisce da sempre un'attività fondamentale nelle funzioni di prevenzione e controllo del rischio industriale svolte dal Settore VAL-RTEC-IND di ISPRA, sia per monitorare una visione panoramica della situazione incidentale a livello nazionale, sia per focalizzare l'attenzione su determinati aspetti relativi alle diverse tipologie di rischio presenti nelle realtà industriali Seveso, dove la presenza di sostanze pericolose risulta determinante come fattore aggravante nella possibilità di accadimento/evoluzione di incidente. A tal proposito il lavoro focalizza l'attenzione sullo specifico aspetto dei rischi connessi con l'operazione di cambio/travaso di prodotti pericolosi da un serbatoio all'altro, operazione diffusa in quasi tutte le suddette attività, ma prevalente nelle realtà di stoccaggio e movimentazione di prodotti chimici.

Keywords: travaso, drenaggio, serbatoi, stabilimenti Seveso, stoccaggi liquidi infiammabili.

1. Caso studio

1.1 Descrizione stabilimento – attività

Il caso studio analizzato riguarda un evento occorso negli ultimi anni presso un deposito costiero di prodotti chimici soggetto al D.Lgs. 105/15 (stabilimento di soglia superiore), relativo ad esplosione CVE ed incendio di vapori di acetato di etile verificatosi durante l'operazione di svuotamento di serbatoio atmosferico.

Nel deposito costiero sono effettuate operazioni di stoccaggio e movimentazione di prodotti chimici, petrolchimici, biodiesel e oli minerali, con caratteristiche di pericolosità legate alla loro natura tossica, ecotossica e/o infiammabile. Per il

ricevimento delle sostanze via mare, con arrivo della nave cisterna sotto la sorveglianza della Capitaneria di Porto, la società usufruisce di 2 accosti del Canale Industriale del Porto, e allo scopo di poter utilizzare anche una terza banchina sono presenti tubazioni per il collegamento tra la nave ormeggiata ed il sistema di distribuzione ai serbatoi dello stabilimento. Il deposito è costituito da un parco serbatoi di nr. 100 unità (fig. 1-2), progettati e realizzati per stoccare liquidi di diverse categorie (A, B, C) ai sensi del D.M. 31/07/1934. I serbatoi destinati allo stoccaggio di prodotti di categoria A e B sono:

- a tetto fisso ed inertizzati con azoto, erogato da una centrale criogenica di azoto liquido. Il terminale di scarico è collegato al parco serbatoi con tubazioni in acciaio inox munite di stazione PIG che, lanciato sotto pressione di azoto, le svuota e le prosciuga al termine di ogni operazione di trasferimento;
- ubicati in bacini di contenimento dedicati, di volume equivalente al volume del serbatoio;
- dotati di sistemi di allarme indipendenti di alto livello, con due soglie di intervento.



Figura 1. Planimetria stabilimento

I prodotti chimici e petrolchimici sono generalmente stoccati a temperatura ambiente; modesti incrementi della pressione interna possono essere determinati dall'irraggiamento solare o dalle pompe durante le fasi di riempimento dei serbatoi. Alcuni prodotti vengono stoccati a temperatura superiore a quella ambiente mediante riscaldamento del serbatoio, che avviene con l'utilizzo di un serpentino all'interno del quale circola acqua calda; tale operazione è necessaria per garantire la 'pompabilità' dei prodotti durante la stagione fredda. Alcuni prodotti possono essere stoccati in serbatoi dotati di impianto di refrigerazione. La capacità di stoccaggio del deposito è così ripartita (in riferimento al Rapporto di Sicurezza (RdS) ultimo presentato al CTR):

- Liquidi di categoria A 71.904 m³
- Liquidi di categoria B 8.163 m³

- Liquidi di categoria C 62.721 m³
- Capacità complessiva 142.788 m³

In particolare, i serbatoi di categoria A dedicati allo stoccaggio di liquidi facilmente infiammabili sono destinati ad accogliere sostanze diverse, in genere della stessa categoria, in funzione delle richieste di mercato. L'operazione di cambio prodotto nel serbatoio è preceduta da fasi di svuotamento, drenaggio e bonifica dei serbatoi (in corso al momento dell'incidente) descritte nel RdS dell'azienda sotto la voce 'bonifica serbatoi':

- svuotamento del serbatoio con trasferimento del prodotto in cisterna;
- svuotamento e pulizia delle linee di trasferimento mediante PIG a flusso di azoto;
- scollegamento linee - serbatoio;
- apertura passi d'uomo del mantello e del tetto del serbatoio (mediante utensili antiscintilla);
- controllo manichette per la pulizia del serbatoio;
- drenaggio ed eliminazione del residuo di fondo nel serbatoio mediante pompa mobile con ingresso di una persona nel serbatoio;
- ventilazione del serbatoio a seconda della tipologia del prodotto;
- lavaggio del serbatoio (ditta esterna);
- essiccamento del serbatoio forzato o all'aria.

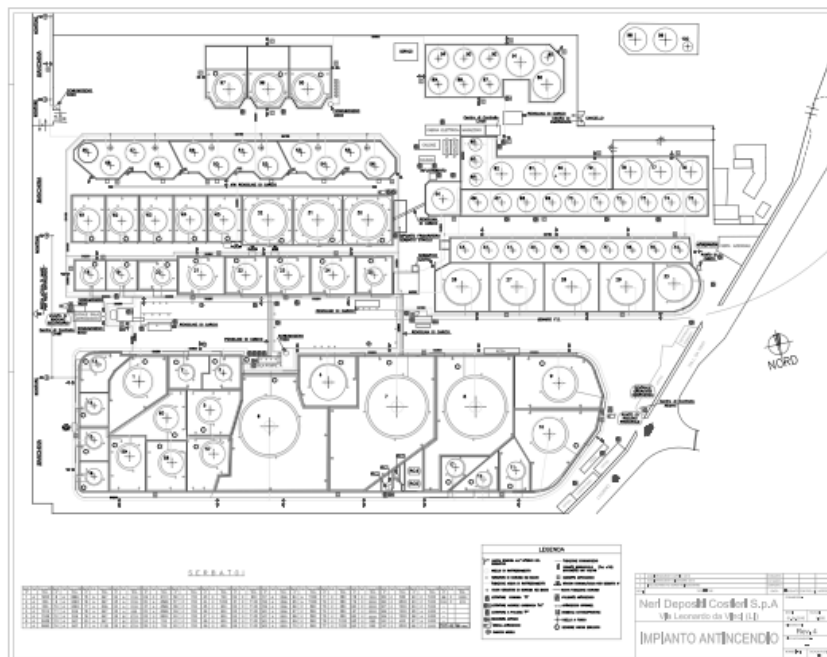


Figura 2. Planimetria di stabilimento tratta dal RdS 2016

Il prodotto sul fondo del serbatoio nella fase di drenaggio è scaricato in autobotte. L'ingresso in serbatoio dell'operatore addetto allo svuotamento avviene secondo le modalità di accesso in spazio confinato previste dal DPR 177/2011. La fase di lavaggio, affidata ad una ditta esterna, può avvenire in atmosfera non infiammabile, ovvero contenente basse quantità di gas infiammabili o in

atmosfera inerte; il gas test avviene dal passo d'uomo del mantello e del tetto del serbatoio, e l'atmosfera all'interno viene periodicamente monitorata (mediante controllo del LEL) per verificare la continuità delle condizioni di sicurezza. Il lavaggio è effettuato con canal-jet utilizzando acqua, che viene continuamente drenata dal serbatoio e raccolta poi in uno scomparto inizialmente vuoto. Una volta terminato il lavaggio, il serbatoio viene lasciato asciugare all'aria se non c'è urgenza di riutilizzarlo, altrimenti si utilizza un aspiratore per l'asciugatura.

1.2 Descrizione apparecchiatura origine dell'evento

Il giorno dell'incidente, in vista di un cambio prodotto programmato nel serbatoio n. 62, origine dell'evento (fig. 3), erano in corso le fasi di svuotamento/drenaggio dello stesso citate al paragrafo precedente. Il serbatoio n. 62, confinante con i serbatoi n° 61 e 63 privi di sostanze facilmente infiammabili, aveva le seguenti caratteristiche:

- realizzato in acciaio inox AISI 316L;
- capacità pari a 1500 m³;
- diametro 11,90 m e altezza 13,49 m;
- circondato da bacino di contenimento con pareti in cemento armato di altezza costante di 4 m;
- conteneva acetato di etile per conto della Società ABC;
- dotato dei seguenti dispositivi di sicurezza, regolazione e controllo:
 - sistema di inertizzazione e polmonazione con azoto, in comune con altri serbatoi
 - valvola PVRV
 - misuratore di livello a galleggiante LT, con allarme per altissimo livello, riportato sui PC in portineria ed in sala monitori in banchina
 - misuratore di livello radar con 2 soglie di preallarme, allarme per alto livello e per altissimo livello
 - misuratore di pressione (manometro)
 - due passi d'uomo da 600 mm, in posizione diametralmente opposta alla base del serbatoio sulla parete cilindrica
 - passo d'uomo da 600 mm sul tetto del serbatoio
 - organo di presa campioni da 4" (DN 100) sul tetto del serbatoio
 - sistema di iniezione schiuma in 2 punti all'interno del serbatoio
 - sistema di rilevazione atmosfere esplosive
 - sistema di raffreddamento a pioggia sulla corona.

1.3 Dinamica dell'incidente

L'incidente è classificato come 'rilevante' per il superamento delle soglie specificate in allegato VI parte I del D.Lgs. 105/15, relativamente al punto 2 (conseguenze per le persone o i beni): 2 decessi causati da incidente connesso con sostanza pericolosa.

Durante un'operazione di svuotamento/drenaggio del residuo di prodotto dal fondo del serbatoio n. 62, si è verificata un'esplosione con successivo flashfire, che ha determinato il grave danneggiamento del serbatoio ed il decesso di 2 addetti della ditta terza XXX, incaricata di effettuare la suddetta operazione. A causa della deflagrazione l'incidente fu immediatamente avvertito in tutto il deposito e in tutta l'area portuale limitrofa.

A causa della decisione della società ABC di sospendere il noleggio del serbatoio n.62 per lo stoccaggio di acetato di etile, era stato necessario pianificare le operazioni di svuotamento e lavaggio del serbatoio nei giorni immediatamente precedenti l'incidente, dovendo lo stesso accogliere sempre acetato di etile ma della società DFG. In particolare, nella settimana antecedente all'incidente, il serbatoio 62 fu svuotato fino a raggiungere la situazione definita di 'impompabilità', corrispondente ad un volume residuo stimabile in 14 m³ di prodotto. Sabato (4 giorni prima dell'evento) furono soffiate con azoto la linea di scarica nave (6") e di trasferimento dal serbatoio all'autobotte (4"), quindi fu sflangiata la prima e posto un disco cieco sulla seconda. Al termine di queste operazioni furono tolti 16 (dei 20 complessivi) bulloni dal passo d'uomo alla base del serbatoio 62, posto davanti alla scala di ingresso al bacino. L'inertizzazione con azoto gas fu mantenuta sino al giorno dell'intervento, eseguito secondo i passaggi cronologici sottoindicati, immediatamente antecedenti all'esplosione:

- ore 08:10: arrivo del canal-jet della società XXX con n. 3 operatori: sig. C (autista e conduttore del canal-jet), sig. V (operatore) e sig. M (operatore). Riunione tecnico operativa con il Sig. T (responsabile tecnico degli impianti, dipendente dell'azienda madre) e firma del permesso di lavoro, da lui compilato sbarrando le precauzioni da osservare, anche in caso di drenaggio serbatoio, e controfirmato dal Sig. C (responsabile cantiere della ditta XXX). Dopo essere stata ispezionata visivamente attraverso l'apertura del portellone di fondo, la cisterna del canal-jet fu giudicata ancora sporca dal personale preposto aziendale, che decise di rimandarla indietro presso la XXX per essere pulita, e rientrare verso le 9:45.
- Ore 09:45: il canal-jet insieme ai tre operatori rientra in Deposito dopo il lavaggio e, ricevuto il benestare da parte del personale aziendale, si posiziona a fianco del serbatoio 62 per avviare le attività di drenaggio, accompagnato dal responsabile tecnico e dal capo piazzale Sig. S. Dapprima i 2 dipendenti aziendali salgono in cima al serbatoio per chiudere l'azoto (valvola manuale di intercettazione) ed aprire il foro di campionamento da DN100 (4"). Successivamente autorizzano l'apertura del passo d'uomo sul mantello in basso (lato banchina) ad opera del personale XXX, attraverso il quale avviene l'ingresso nel serbatoio della tubazione mobile. Alla base del passo d'uomo, lato serbatoio n. 61, vengono posizionati n. 3 rilevatori di gas portatili (n. 2 aziendali e n. 1 della ditta). Proseguono le operazioni di aspirazione prodotto; la linea di aspirazione, interamente di proprietà della XXX, consisteva in una

tubazione flessibile da 3"- 4" lunga c.a.15 m.



Figure 3-4. Ubicazione serbatoio n. 62

- Ore 11:00: terminata la prima fase di drenaggio con il riempimento del canal-jet, tramite aspirazione di circa 11t di prodotto, viene scollegata la manichetta dal canal-jet che si sposta per raggiungere la postazione di scarico. Il passo d'uomo laterale viene richiuso con 4 bulloni, probabilmente per evitare di trovare un'atmosfera maleodorante all'interno del bacino una volta rientrati. Successivamente l'automezzo si dirige a scaricare il prodotto nei serbatoi 9 e 10, terminato dopo circa un'ora quando la società XXX lascia il Deposito con il canal-jet per la pausa pranzo.
- Ore 13:00: la società XXX (sig. V e sig. M) rientra in postazione per proseguire l'aspirazione del fondo del serbatoio n. 62. Riaperto il passo d'uomo, inserito il tubo ed acceso il canale in aspirazione, con aspirazione di altre 4,4 t di prodotto la fase di svuotamento è praticamente terminata (la tubazione impiegata non riusciva ad aspirare altro).
- Ore 13:20: Il capo piazzale sig. S entra nel bacino di contenimento per rilevare

l'assenza di vapori fuori dal serbatoio, poi si allontana insieme al responsabile tecnico (sig. T) aziendale per recarsi nella palazzina uffici.

- Ore 13:43: esplosione VCE all'interno del serbatoio 62, con distacco del serbatoio dalla base, apertura del fondo e conseguente flashfire all'interno della vasca di contenimento dei vapori fuorusciti nello strappo dal fondo. I due operai della società XXX presenti nella vasca di contenimento morivano uno sul colpo, l'altro dopo poco tempo. Il capo squadra sig. C, che si trovava sul canal-jet posizionato nella viabilità interna di stabilimento, separato dal muro della vasca di contenimento del serbatoio n. 62, rimaneva illeso.

È possibile osservare che le modalità operative con le quali sono state effettuate le operazioni di svuotamento del serbatoio, con chiusura del sistema di polmonazione ad azoto, apertura del bocchello di campionamento superiore da 4" e di uno dei due passi d'uomo laterali, si configurano come un travaso a ciclo aperto. Tale condizione di esercizio ha comportato la formazione di una miscela aria/acetato di etile nel campo di infiammabilità.

1.4 Sostanze coinvolte

La sostanza liquida stoccata nel serbatoio 62 è acetato di etile, classificato H225 *Liquido e vapori facilmente infiammabili* e H336 *Può provocare sonnolenza o vertigini*, ai sensi del Regolamento 1272/2008/CE (CLP). Le principali caratteristiche chimico-fisiche del composto sono:

- flash point = -4°C;
- LEL = 2,2 v/v %; HEL = 11,5%v/v %;
- punto ebollizione = 77,1 °C (101325 Pa);
- punto fusione = -83,8°C;
- densità liquido = 0,9003 g/ml;
- densità vapore = 3,04 (Aria = 1);
- tensione di vapore: 98,3 hPa (T = 20°C), 379 hPa (T = 50°C);

È un liquido di categoria A ai sensi del D.M. 31.07.1934, i cui vapori sono tre volte più pesanti dell'aria. La quantità coinvolta nell'incidente (circa 3 m³) corrisponde al prodotto residuo nel serbatoio che, al momento dell'esplosione, ha subito vaporizzazione istantanea con formazione di fireball.

1.5 Conseguenze dell'incidente

L'incidente ha provocato danni umani e materiali. L'esplosione del serbatoio ha determinato effetti di:

- onda di calore (che ha investito entrambi i 2 lavoratori della ditta XXX deceduti);
- onda di pressione (che ha determinato il sollevamento del serbatoio, la rottura del fondo dello stesso, la proiezione di un lavoratore contro il bacino di contenimento, rottura dei vetri dell'edificio confinante e proiezione di elementi metallici della passerella metallica attigua ai serbatoi

61, 62, 63);

- l'incendio dovuto al fireball, cessato subito a causa del mancato innesco di altri prodotti o sostanze nelle aree investite direttamente dall'esplosione.

È avvenuto il collasso strutturale del serbatoio che si è sollevato dalla propria sede inclinandosi su un fianco, impattando la scala esterna elicoidale del serbatoio adiacente n.61 (fig. 5). Per deflagrazione ha subito una rottura delle linee di saldatura della base dal lato su cui operava l'autocisterna XXX (fig. 6), e una deformazione (rigonfiamento) verso l'esterno della relativa superficie di copertura.



Figura 5



Figura 6

L'evento ha prodotto lo strappo dei cavi di collegamento del serbatoio all'impianto di terra, nonché delle tubazioni di prelievo del prodotto e di quelle relative agli impianti idrico antincendio e di inertizzazione (tubazioni azoto). I muri del bacino di contenimento, in cemento armato, di altezza 4 metri, sono rimasti integri e hanno contenuto gli effetti dell'esplosione e schermato la proiezione di parti metalliche.

L'autocisterna XXX, pur essendo riempita al 40% del prodotto di categoria A ed essendo stata lambita leggermente dall'onda di calore, non ha avuto conseguenze di innesco. Analogamente l'autista dell'autospurgo è rimasto illeso.

L'onda di sovrappressione generata dall'esplosione ha provocato la rottura dei vetri degli infissi di un locale, appartenente al confinante stabilimento CD, collocato a circa 160 metri dal serbatoio n. 62.

2. Analisi dell'incidente

2.1 Cause dirette dell'incidente (ipotizzate) e relative cause di radice (carenze gestionali)

È stato eseguito un procedimento giudiziario da parte della Procura per l'analisi delle cause dell'evento. Dagli elementi raccolti e documentazione consultata sono emerse le seguenti possibili cause dirette dell'incidente:

a) **Presenza di miscela infiammabile-esplosiva all'interno del serbatoio.**

L'acetato di etile è una sostanza liquida che può dare origine a vapori facilmente infiammabili (temperatura d'infiammabilità di - 4° C). Atteso che nel giorno

dell'incidente la temperatura ambiente era notevolmente superiore, è ragionevole ipotizzare la presenza di vapori all'interno del serbatoio in quantità tale che, miscelati con aria in concentrazioni comprese all'interno del campo di infiammabilità (LFL 2,1 % - HFL 11,5 %), costituivano una miscela esplosiva in caso di innesco. Vapori particolarmente "pesanti", presentando una densità relativa pari a circa 3 (rispetto all'aria considerata pari ad 1).

A valle dell'evento il passo d'uomo sul tetto del serbatoio (che presentava un'apertura solo nel foro di campionamento, da DN 100mm) era chiuso, e il passo d'uomo laterale da DN 600mm sul mantello era aperto (quello attraverso cui gli operatori stavano effettuando l'aspirazione del residuo di prodotto). Tale passo laterale è stato chiuso dal personale aziendale per circa due ore, nella mattinata dell'evento, durante la pausa pranzo, per evitare problemi di odori, ed è stato riaperto circa 40 min prima dell'esplosione. Anche il 2° passo d'uomo laterale, posto in posizione diametralmente opposta, risultava chiuso. Tale circostanza, unitamente alla chiusura preliminare del sistema di polmonazione ad azoto, ha ragionevolmente determinato la formazione di una miscela esplosiva aria-infiammabili, consentendo sia una più spinta evaporazione interna del prodotto infiammabile nelle 2 ore di chiusura completa di tutti i passi d'uomo, sia l'introduzione di aria nel serbatoio all'atto della riapertura del 1° passo laterale. L'aria a contatto con i vapori infiammabili, formatisi evidentemente nella giusta concentrazione, in presenza di innesco ha determinato l'esplosione della miscela.

ASPETTI GESTIONALI CONNESSI.

- **3.i. Identificazione delle pericolosità di sostanze e processi, e definizione di criteri e requisiti di sicurezza:** necessaria una più specifica valutazione del rischio che doveva tener conto delle caratteristiche di pericolosità intrinseche del prodotto, riportate nella scheda di sicurezza.
- **3.ii. Analisi di rischio:** l'apertura del passo d'uomo per consentire operazioni di travaso dall'interno del serbatoio, se non avviene in condizioni di sicurezza, introduce un rischio a cui potrebbe associarsi un evento incidentale di incendio e/o di esplosione. Rischio considerato nel RdS, ma ritenuta 'non credibile' la conseguente esplosione per improbabile assenza di fonte di innesco durante il travaso.
- **3.iii. Adeguamenti impiantistici e gestionali per la riduzione del rischio:** l'apertura sul mantello di un passo d'uomo laterale ha leso l'integrità della tenuta del serbatoio, consentendo l'afflusso di aria all'interno, con formazione di un'atmosfera esplosiva che, a seguito di innesco, ha provocato l'esplosione. La rimozione della polmonatura con azoto del serbatoio 62, eseguita dal personale prima dell'apertura del passo d'uomo laterale, ha determinato la sospensione dell'erogazione della sostanza inerte preventiva per la formazione di atmosfere esplosive all'interno del serbatoio (nonostante fosse ancora presente un quantitativo di acetato di etile purissimo dichiarato 'impompabile')

stimabile in c.a. 14 m³ che, in condizioni ordinarie di esercizio, avrebbe dovuto trovarsi in ambiente inerte). Tale quantitativo corrisponde ad un'altezza del residuo all'interno del serbatoio (di diametro pari a 11,90 m) di circa 12-13 cm, tale da poter determinare la miscela di vapori infiammabili con ossigeno in concentrazione ricadente nel "campo di infiammabilità", e tale da consentire l'accensione della miscela con potenziale esplosione e scoppio del serbatoio, come in effetti è accaduto.

- **4.iii. Procedure operative:** mancata predisposizione di una specifica procedura operativa per lo svuotamento di una quantità residua di acetato di etile (dichiarato "impompabile" in quanto non aspirabile con gli impianti a corredo del serbatoio), rilevato in condizioni di assoluta purezza e tecnicamente pompabile mediante pompa antideflagrante. Tale carenza avrebbe determinato l'esecuzione del travaso di liquidi altamente infiammabili secondo istruzioni non dettagliate e non codificate, comunque non evidenziate nella procedura allegata al permesso di lavoro. L'operazione di travaso sarebbe stata effettuata da parte della ditta XXX, ritenuta dalla società 'qualificata per operare in ambienti sospetti di inquinamento o confinati', mediante autospurgo e tubazione in polietilene direttamente pescante nell'acetato di etile. Secondo il gestore lo svuotamento poteva seguire la procedura di stabilimento QSA 44 - *Procedura di drenaggio serbatoio*, allegata al permesso di lavoro, che tuttavia sarebbe non propriamente applicabile in virtù del quantitativo di prodotto puro in gioco (circa 14 m³, circa 13 cm di altezza di battente liquido) che renderebbe l'operazione assimilabile a un vero e proprio 'travaso' anziché 'drenaggio', dovendo comportare il riempimento di circa due autobotti di acetato di etile, in un contesto quindi di rischio potenzialmente assai più severo a causa della presenza maggiore e persistente nell'area di lavorazione di atmosfere potenzialmente esplosive. Pertanto la suddetta QSA 44 non sembrerebbe 'idonea' ad assicurare sufficienti requisiti di sicurezza durante il travaso di prodotti altamente infiammabili aspirati mediante tubazione tipo in polietilene pescante nel liquido dal passo d'uomo laterale, il cui maggiore rischio è collegato non solo al volume di sostanza da travasare, ma anche alla capacità della superficie libera dell'acetato di etile, allo stato purissimo, di emettere vapori in aria, (la superficie evaporante di una pozza, in questo caso pari all'area del serbatoio, risultava di circa 110 mq).

b) Innesco della miscela infiammabile-esplosiva presente all'interno del serbatoio.

L'evento si è originato nella fase di aspirazione dell'acetato di etile eseguita a cura degli operai della Ditta XXX, tramite una linea flessibile da 3"-4" lunga c.a.15 m, costituita da due tubazioni in polietilene/PVC (di cui il tratto di tubo terminale era caratterizzato da un diametro ridotto) unite mediante raccordo filettato, ed inserite all'interno del serbatoio attraverso il passo d'uomo aperto (fig. 6.bis). La seconda

parte della tubazione è rigida e termina in estremità con bocchetta di aspirazione, che l'operatore direzionava per aspirare quanto più prodotto fosse possibile. Il flusso del prodotto era diretto verso l'autocisterna della Ditta XXX (fig. 7).



Figura 6.bis. Passo d'uomo aperto: si evince il tratto terminale del tubo di aspirazione

A valle dell'evento sono stati ritrovati (fig. 7), in prossimità del passo d'uomo laterale chiuso posto sul versante contrapposto a quello aperto, presenti a terra due chiavi combinate in acciaio ed un moncone di tubazione metallica, oltre che dispositivi di protezione individuale degli operai, ed altri effetti personali, tra i quali i telefonini cellulari delle due vittime. Inoltre, risultavano a terra quattro esplosimetri/analizzatori multi-gas/PID, di cui uno collocato in prossimità del passo d'uomo aperto. La bassissima energia di innesco (di circa 0,50 mJ) che caratterizza la sostanza in questione può essere stata facilmente raggiunta a causa della presenza dei succitati attrezzi o utensili ritrovati sul posto (dispositivi non antideflagranti). Tuttavia, dal verbale di ispezione straordinaria SGS emergono 3 ipotesi formulate sulla base dei dati raccolti in ispezione, ed ampiamente discusse in fase di sopralluogo MARS con il gestore:

- I ipotesi - Innesco generato da una scarica elettrica generata dalla tubazione impiegata per il drenaggio, costituita da tratti in materiale dielettrico potenzialmente non antistatico
- II ipotesi - Innesco dovuto a scintille provocate da attrezzatura non ATEX: all'interno del bacino sono state ritrovate due chiavi inglesi, due tubi metallici, potenzialmente non antideflagranti
- III ipotesi - Innesco provocato da uso di cellulare: all'interno del bacino sono stati ritrovati i cellulari delle due vittime, in grado di provocare l'Innesco di gas.

ASPETTI GESTIONALI CONNESSI

- **3.i. - 3.ii Identificazione delle pericolosità di sostanze e processi - analisi di rischio:** nonostante all'interno della scheda SDS fosse esplicitamente indicata la necessità di manipolare l'acetato di etile lontano da fiamme e scintille ed evitando scariche di elettricità statica, accanto al serbatoio 62 risultano essere stati rinvenuti utensileria, telefoni cellulari o DPI indossati non antiscintilla e/o

antistatici.

- **4.i. Identificazione degli impianti e delle apparecchiature soggette ai piani di verifica:** la tubazione composita usata per le operazioni di bonifica dei serbatoi, ritenuta come una possibile fonte di innesco dell'esplosione, non è presente tra gli elementi critici di impianto nel SGS della società.
- **4.iii. Procedure operative e istruzioni nelle condizioni normali, anomale e di emergenza:** carenza nella mancata specifica di modalità operative in sicurezza per lo svuotamento del residuo di acetato, operazione non chiaramente classificata dalla società; non risulta altresì chiaramente definito il quantitativo di "impompabile" che, benchè dichiarato come *residuo di prodotto presente nel serbatoio, che a causa di conformazione del fondo e altezza del tubo pescante non si riesce a prelevare con i sistemi fissi di pompaggio dello stabilimento*, così come inteso dalla società ha portato all'errata interpretazione della procedura da seguire. Il quantitativo di impompabile potrebbe infatti essere al limite tra l'applicazione di una procedura di 'svuotamento' e quella di 'drenaggio' (applicata nel caso). La confusione nella interpretazione delle accezioni di *drenaggio, bonifica, svuotamento*, ha comportato ad un errato 'adattamento' di una procedura operativa esistente, la QSA 44, ad una situazione specifica nella sostanza diversa da quella contemplata dalla procedura stessa, e per la quale la procedura non sembrerebbe essere idonea. Oltre a ciò, si aggiunge che nella procedura QSA 44 è prevista tuttavia una serie di criteri (utilizzo di una pompa antideflagrante, collegamento a terra insieme al corpo della pompa stessa, controllo resistenza elettrica) non sostanzialmente seguiti dagli operatori. Ciò porta a considerare come aspetto SGS carente il mancato rispetto dei criteri di sicurezza indicati nella procedura. Infine, la stessa procedura QSA 44 non esplicita il caso in cui l'operazione di drenaggio sia effettuata da ditta terza, né esplicita chiaramente le mansioni ed i ruoli coinvolti nei passaggi di effettuazione del lavoro.
- **4.v. Approvvigionamento di beni e servizi:** in occasione dell'intervento presso il serbatoio 62, così come più volte in tutte le fasi di drenaggio dei serbatoi contenenti sostanze infiammabili, l'azienda non ha accertato che le attrezzature impiegate dalla Ditta XXX, consentissero di operare in condizioni di sicurezza.
- **5.i Modifiche tecnico - impiantistiche, procedurali e organizzative:** l'adattamento della suddetta procedura QSA 44 alla operazione realmente condotta, si configura come una 'modifica procedurale' non adeguatamente gestita né analizzata sotto il profilo della ricaduta del rischio sulla situazione reale.

c) Esplosione del serbatoio - CVE

L'esplosione è consistita nell'improvviso sviluppo di un'onda di calore associata a un'onda di sovrappressione che ha determinato il cedimento strutturale con sollevamento del serbatoio e forte rumore udibile nell'area portuale.

Sulla base delle evidenze raccolte risulterebbe che l'onda di pressione avrebbe determinato la proiezione dell'addetto XXX sig. V contro il bacino di contenimento del serbatoio; l'onda di calore, con la sua azione termica, avrebbe invece causato danni irreversibili al sig. M, e avrebbe colpito il sig. V, rinvenuto già deceduto al momento dell'intervento dei primi soccorritori.

L'autista dell'autospurgo della XXX, sig. C, che si trovava in corrispondenza dell'automezzo posizionato sulla strada interna dello stabilimento, limitrofa al serbatoio n. 62, è rimasto illeso grazie all'azione mitigatrice del muro del bacino in cemento armato (di altezza 4 m) realizzato a servizio del serbatoio n. 62, che ha schermato l'onda di calore e sovrappressione, nonché la proiezione di frammenti.

ASPETTI GESTIONALI CONNESSI

- **2.i: Definizione delle responsabilità, delle risorse e della pianificazione delle attività:** come da verbale ispezione SGS, a seguito di una dichiarata riorganizzazione delle attività e delle mansioni del personale (recente assunzione del sig. T. come responsabile tecnico e della sicurezza RSPP, e nuove mansioni per il Sig. S ex RSPP) il Gestore non ha tenuto conto di alcuni aspetti sostanziali e formali. In particolare, il Sig. S. risultava ancora come RSPP sull'organigramma, nonostante gli fossero state attribuite altre mansioni, mentre il Sig. T. (nuovo assunto) era in attesa di ricoprire l'incarico di RSPP. All'atto dell'incidente, il Direttore era assente e la persona qualificata come RSPP destinata ad altro incarico.
- **2.ii-2.iii: formazione ed addestramento del personale interno ed esterno:** si rilevano carenze nel presidio e coordinamento delle operazioni da parte del responsabile della sicurezza e della prima emergenza dell'azienda e della ditta XXX, in modo da consentire il più rapido e efficace controllo delle attività oltre che l'adozione delle prime misure in caso di emergenza. Tale aspetto sarebbe rilevante in quanto risulterebbe che le operazioni, nel momento dell'esplosione, si sarebbero svolte senza la presenza del personale incaricato dell'azienda, avente funzione di supervisione, direzione e intervento in caso di emergenza. Le conseguenze di una mancata formazione specifica, insieme a procedure di lavoro non chiare ed alla mancata chiarezza dei ruoli e delle funzioni del permesso di lavoro, ha comportato:
 - l'esecuzione dell'attività di svuotamento, bonifica e drenaggio con sistemi tecnici pericolosi;
 - errata formulazione del permesso di lavoro;
 - errata esecuzione delle procedure di lavoro.
- **3.iii. Adeguamenti impiantistici e gestionali per la riduzione del rischio:** lo standard costruttivo dei serbatoi presenti all'interno del deposito, in relazione alla necessità di effettuare frequenti cambi prodotto in relazione alle esigenze di mercato, risulta datato. Esistono norme tecniche internazionali che suggeriscono criteri progettuali dei serbatoi (in particolare per i fondi) e modus

operandi per le operazioni di svuotamento e drenaggio, sostanzialmente diversi da quelli impiegati all'interno del deposito, in occasione dell'incidente. Mancata valutazione delle misure di sicurezza adottata in relazione alle attività di fatto svolte.

- **4.iv. Procedure di manutenzione, permessi di lavoro:** nel permesso di lavoro sono evidenziate diverse misure preventive che, all'atto pratico, non è apparso chiaro chi e come dovesse verificarle. Inoltre, come da verbale ispezione SGS, in una check-list relativa ad obblighi da rispettare da parte della ditta terza, in un punto risulta che chiunque entri in stabilimento non debba tenere il cellulare acceso, mentre in un altro punto è specificato che non devono essere introdotte apparecchiature non ATEX, ecc.; il primo punto della check-list è palesemente in contrasto con il secondo.

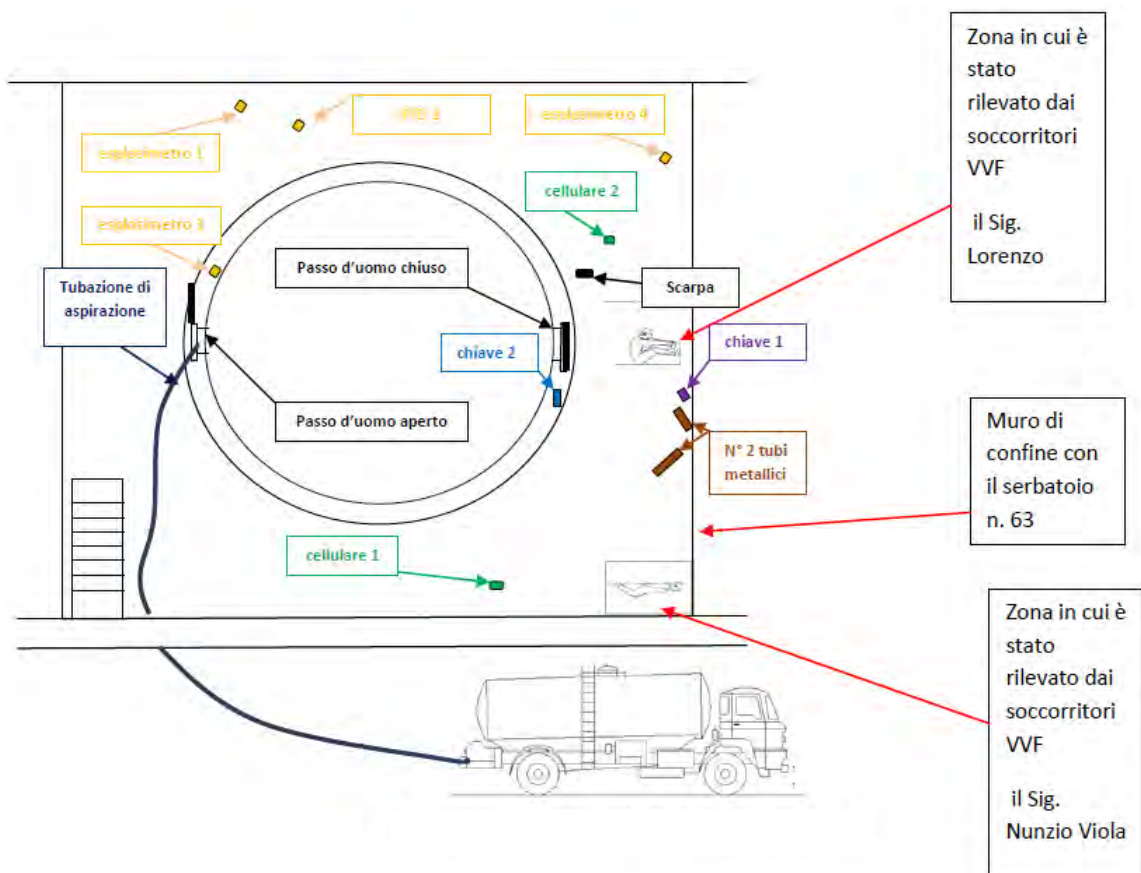


Figura 7. Mappatura delle vittime e degli strumenti rilevati

3. Conclusioni

Il lavoro focalizza l'attenzione sullo specifico aspetto dei rischi connessi con l'operazione di cambio/travaso di prodotti pericolosi da un serbatoio all'altro, operazione diffusa in quasi tutte le suddette attività, ma prevalente nelle realtà di stoccaggio e movimentazione di prodotti chimici. Con particolare riguardo ai liquidi altamente infiammabili, tale operazione è caratterizzata da fasi di delicata gestione, come lo svuotamento, il drenaggio, il travaso, e la bonifica dei serbatoi,

spesso confuse tra loro nelle procedure operative aziendali e nella documentazione SGS. Nel presente lavoro è analizzato un caso studio occorso in un deposito costiero di prodotti chimici, per individuare le criticità connesse alla gestione del suddetto cambio/travasato di prodotto pericoloso tra serbatoi, come cause gestionali dell'evento incidentale stesso, evidenziando in primis come qualunque operazione di drenaggio, svuotamento, bonifica o travaso non possa prescindere da una adeguata e rigorosa valutazione del rischio associato all'operazione specifica stessa.

Bibliografia

[1] D.Lgs. 105/15

[2] Relazione di sopralluogo post-incidente e_MARS, ai sensi dell'articolo 26 del D.Lgs. 105/15

[3] Rapporto finale d'Ispezione redatto dalla Commissione Ispettiva che ha eseguito presso lo stabilimento una verifica ispettiva straordinaria ex art. 27 D.Lgs. 105/15

Principali elementi gestionali critici individuati nelle ispezioni dei SGS-PIR negli stabilimenti RIR ubicati nella provincia di Bologna

B. Conestabile della Staffa¹, A. Lambertini², R. Cerritelli³, G. A. Zuccarello¹, L. Magnani¹

¹ Inail - Uot di Bologna

² Arpae - Presidio Tematico Regionale Impianti a Rischio di Incidente Rilevante

³ Vigili del Fuoco - Direzione Regionale Emilia-Romagna - Ufficio Prevenzione Incendi

Abstract

Il d.lgs. 105/2015 di recepimento della direttiva Seveso III, ha confermato il ruolo centrale delle ispezioni sul Sistema di Gestione della Sicurezza per la Prevenzione degli Incidenti Rilevanti (SGS-PIR). Tali attività, svolte per vigilare su quanto messo in atto dal Gestore per implementare e mantenere attivo il proprio SGS-PIR, nella pratica rappresentano un importante momento di confronto tra le diverse figure che partecipano a vario titolo al procedimento per l'accrescimento del sistema di gestione stesso. I Gestori sono infatti tenuti ad adottare tutte le misure necessarie per prevenire gli incidenti rilevanti e limitarne le conseguenze per la salute umana e l'ambiente.

Scopo del presente lavoro è quello di fare un'analisi dei principali elementi gestionali critici individuati nei sistemi di gestione esaminati durante le ispezioni ordinarie SGS-PIR degli stabilimenti di Soglia Superiore (SS) ed Inferiore (SI), ubicati nella provincia di Bologna, a partire dall'entrata in vigore del d.lgs. 105/2015 ad oggi. Per alcune delle criticità individuate, sarà inoltre indicata l'azione di miglioramento intrapresa dal Gestore. Si è ristretta l'area di analisi alla sola provincia di Bologna, per la varietà di attività industriali svolte, natura e quantità delle sostanze pericolose detenute.

Keywords: rischio incidente rilevante, prevenzione, sistema di gestione della sicurezza, ispezioni.

1. Introduzione

La normativa nazionale vigente, che costituisce un vero e proprio "testo unico" in materia di controllo del pericolo di incidenti industriali, ha convalidato l'assegnazione al Ministero dell'interno delle funzioni istruttorie e di controllo sugli stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante (di seguito stabilimenti RIR) di soglia superiore e alle regioni (o soggetto da esse designate) delle funzioni di controllo sugli stabilimenti di soglia inferiore. Rimangono in capo al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (oggi Ministero dell'Ambiente e della

Sicurezza Energetica (MASE)), invece le funzioni di indirizzo, di coordinamento e di monitoraggio, anche ai fini dello scambio di informazioni con l'Unione Europea.

Per gli stabilimenti RIR di soglia superiore in particolare, il decreto prevede che le ispezioni ordinarie vengano effettuate sulla base del Piano nazionale, predisposto dal Ministero dell'Interno in collaborazione con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), e del programma annuale delle ispezioni, secondo i criteri e le modalità definite all'articolo 27 e in Allegato H al d.lgs. 105/2015 [1].

Le ispezioni, disposte dal Comitato Tecnico Regionale (CTR), sono effettuate da una Commissione ispettiva composta da tre dirigenti e funzionari tecnici appartenenti al Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco (CNVVF), dell'ARPA/ISPRA e dell'INAIL (UNMIG negli stabilimenti di stoccaggio sotterraneo di gas naturale). A tal proposito si segnala che in fase di programmazione del Piano nazionale delle ispezioni, nella composizione delle commissioni operanti nell'area della regione Emilia-Romagna, qualora possibile, si cerca di garantire il principio di rotazione degli ispettori. L'obiettivo è quello di far sì che la stessa Commissione non effettui due verifiche successive in uno stesso stabilimento RIR. Le ispezioni si articolano nelle seguenti fasi:

- invio da parte del CTR del Decreto di nomina della Commissione con mandato ispettivo e indicazione dei nominativi dei componenti della Commissione;
- comunicazione da parte della Commissione ispettiva dell'avvio dell'ispezione;
- svolgimento di più giornate di visita ispettiva secondo le modalità operative descritte in Allegato H;
- trasmissione del rapporto finale di ispezione da parte della Commissione ispettiva al CTR;
- invio del rapporto finale di ispezione da parte del CTR al Gestore dello stabilimento con raccomandazioni e prescrizioni e relativi tempi di adeguamento.

Operativamente, l'ispezione prevede la presenza della commissione in stabilimento in più giornate. In un primo incontro, per lo più conoscitivo, vengono illustrati da parte della Commissione i contenuti del decreto di predisposizione dell'ispezione, vengono acquisiti dal Gestore i format previsti dall'Allegato H e viene effettuato un sopralluogo conoscitivo del sito. Si procede poi con l'esame dell'esperienza operativa, l'effettuazione dei riscontri su SGS-PIR e dei sistemi tecnici adottati in stabilimento, avendo a riferimento i format previsti dall'Allegato H. A riguardo si specifica che nella definizione dei primi mandati ispettivi, per ogni stabilimento veniva richiesta la verifica di tutti i punti della lista di riscontro di cui all'allegato 3 del d.lgs. 105/2015. Per le ispezioni successive, così come previsto all'allegato H, anche sulla base delle risultanze delle ispezioni precedenti o dell'esperienza di incidenti/quasi incidenti, i mandati ispettivi sono stati mirati invece alla verifica di alcuni aspetti specifici del SGS-

PIR, e quindi all'esame di solo alcuni punti della lista di riscontro. Un ulteriore incontro è di solito dedicato alle interviste in campo agli operatori dello stabilimento e ai dipendenti delle ditte terze, qualora presenti, e alle prove di funzionamento e di simulazioni di emergenza. A conclusione, viene redatto il rapporto finale di ispezione e illustrate le risultanze al Gestore.

Le ispezioni ordinarie negli stabilimenti RIR di soglia inferiore invece, devono essere effettuate sulla base di un Piano regionale predisposto dalla Regione o dal soggetto allo scopo incaricato. Di seguito si riporta, come ha trovato applicazione quanto previsto dall'articolo 27, commi 3 e 4 del d.lgs. 105/2015, nella regione Emilia-Romagna.

2. Ispezioni ordinarie SGS-PIR sugli stabilimenti di soglia inferiore in Emilia-Romagna

La regione Emilia-Romagna, con l'emanazione della l.reg. 26/2003 e s.m.i [7] (ultima modifica con l.reg. 30 maggio 2016, n. 9 [8]), che definisce gli adempimenti specifici per gli stabilimenti di soglia inferiore ubicati in regione, e della d.g.r. n. 1239 del 1° agosto 2016 [2], che stabilisce le modalità di presentazione delle Schede Tecniche e le procedure per lo svolgimento di istruttorie e ispezioni, ha attribuito tutte le funzioni amministrative in materia, esercitate prima dalle Province, all'Agenzia Regionale per la Prevenzione, l'Ambiente e l'Energia (ARPAE).

Le ispezioni ordinarie, vengono dunque effettuate sulla base di un Piano regionale di ispezioni pluriennale, con riesame annuale, predisposto da ARPAE, in accordo con la Regione [9]. Tale pianificazione è inviata alla Regione in tempo utile perché sia trasmessa da quest'ultima al MASE entro il 28 febbraio di ogni anno, ai sensi dell'articolo 15, comma 1, lettera b della l.reg. 26/2003 e s.m.i. La normativa regionale prevede, in termini procedurali, per gli stabilimenti RIR di soglia inferiore un percorso parallelo a quello che la norma nazionale identifica per gli stabilimenti di soglia superiore, sia per lo svolgimento delle istruttorie sia per le ispezioni [4]. I gestori degli stabilimenti RIR di soglia inferiore sono infatti tenuti alla presentazione di una Scheda tecnica (compilata secondo le indicazioni fornite nella d.g.r. n. 1239/2016), che fornisca dati ed informazioni sullo stabilimento, sulle sostanze utilizzate, sul sistema di gestione della sicurezza adottato e sugli eventi e scenari incidentali e loro probabilità di accadimento, nonché sugli effetti connessi alle aree di danno ad essi associati.

La presentazione di tale scheda è dovuta anche in adempimento dell'articolo 22, comma 8 del d.lgs. 105/2015, che stabilisce che *"il Gestore degli stabilimenti di soglia inferiore fornisce, su richiesta delle Autorità competenti, informazioni sufficienti sui rischi derivanti dallo stabilimento ai fini della pianificazione territoriale"*.

Per la valutazione e la validazione delle informazioni contenute nella Scheda tecnica, viene svolta una istruttoria da parte del Comitato tecnico di Valutazione del Rischio (CVR) presieduto dal Direttore generale di ARPAE o suo delegato (ad oggi il Direttore tecnico). Vi è la presenza dei Vigili del fuoco, di ARPAE, dell'INAIL,

nonché la partecipazione degli enti di valenza territoriale quali la Regione, le Province, i Comuni e le AUSL. Il Gestore deve inoltre fornire un documento che definisca la propria politica di prevenzione degli incidenti rilevanti e informazioni sul piano di emergenza interna e sul piano di emergenza esterna predisposto dalla prefettura.

La Commissione incaricata dello svolgimento delle ispezioni, ai sensi dell'articolo 15 della l.reg. 26/2003 e s.m.i, è di norma, costituita da tre ispettori rappresentanti ARPAE (con funzione di referente), il Corpo nazionale dei Vigili del fuoco e INAIL.

L'ispezione ordinaria SGS-PIR presso uno stabilimento RIR di soglia inferiore si articola nelle seguenti fasi [5]:

- invio da parte di ARPAE del mandato ispettivo e nomina dei componenti della Commissione;
- comunicazione da parte della Commissione Ispettiva dell'avvio dell'ispezione;
- trasmissione dell'avvio dell'ispezione da ARPAE al MASE e al Comune, per adempiere agli obblighi di cui all'articolo 27, comma 13 del d.lgs. 105/2015.
- comunicazione degli oneri che il Gestore è tenuto a corrispondere e le modalità di pagamento.
- svolgimento di più giornate di visita ispettiva secondo le modalità operative descritte in Allegato H;
- trasmissione del rapporto finale di ispezione da parte della Commissione ispettiva ad ARPAE;
- invio del rapporto finale di ispezione da parte di ARPAE al Gestore dello stabilimento con eventuali raccomandazioni e prescrizioni e relativi tempi di adeguamento, entro quattro mesi dalla conclusione dell'ispezione in analogia a quanto disposto dall'articolo 27, comma 8 del suddetto decreto.

Il rapporto finale di ispezione è altresì inviato da ARPAE al MASE e al Comune, per adempiere agli obblighi di cui all'articolo 27, comma 13 del d.lgs. 105/2015.

Inoltre, tale atto è inviato alla Regione, al Comitato di cui all'articolo 10 del d.lgs. n.105 del 2015, alla Direzione regionale e al Comando provinciale dei Vigili del Fuoco, all'INAIL e alla AUSL territorialmente competente.

ARPAE una volta ricevuta da parte del Gestore la comunicazione di avvenuta ottemperanza, si può avvalere del Comitato per effettuare un eventuale sopralluogo di verifica.

3. Stabilimenti a rischio di incidente rilevante nella regione Emilia-Romagna

Si riportano di seguito alcune statistiche (tabelle e grafici), elaborate da parte degli autori del presente articolo sulla base dei dati relativi agli stabilimenti in regione Emilia-Romagna e in provincia di Bologna. I dati sono stati estrapolati dalla consultazione dell'inventario nazionale degli stabilimenti a rischio di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, gestito da ISPRA (consultato a gennaio 2023) [6], e dei rapporti finali redatti dalle Commissioni Ispettive a conclusione delle ispezioni

SGS-PIR ai sensi dell'art. 27 d.lgs. 105/2015 nel periodo di riferimento (anni dal 2015 al 2022).

Al 1° gennaio 2023, sul territorio regionale risultavano in attività 83 stabilimenti a rischio di incidente rilevante (tabella 1) di cui 29 di Soglia Inferiore (SI) e 54 di Soglia Superiore (SS).

Province Emilia-Romagna	n° stabilimenti SI	n° stabilimenti SS
Reggio Emilia (RE)	5	2
Piacenza (PC)	2	2
Parma (PR)	2	2
Ravenna (RA)	7	28
Forlì-Cesena (FC)	2	-
Rimini (RN)	1	1
Bologna (BO)	7	9
Modena (MO)	2	1
Ferrara (FE)	1	9

Fonte: Elaborazione Inail dei dati dell'Inventario nazionale degli stabilimenti RIR (Gennaio 2023)

Tabella 1. Stabilimenti RIR di soglia inferiore e superiore nella regione Emilia-Romagna.

Le province di Ravenna, Bologna e Ferrara sono quelle con il maggior numero di stabilimenti. Analizzando invece gli stabilimenti per tipologia di attività svolta (tabella 2), i più numerosi in regione sono gli impianti chimici. Più del 50% del totale delle aziende chimiche e petrolchimiche della regione, si concentra nelle province di Ferrara, per la presenza del polo chimico industriale, e di Ravenna per la zona industriale e portuale. Abbastanza diffusi sul territorio regionale sono anche i depositi di GPL, seguiti dagli stoccaggi di prodotti combustibili e petroliferi e dai depositi di fitofarmaci e fertilizzanti.

Attività		n° stabilimenti	
		SI	SS
(03)	Attività minerarie (sterili e processi fisico-chimici)	-	3
(07)	Trattamento di metalli mediante processi elettrolitici o chimici	2	-
(08)	Raffinerie petrolchimiche/di petrolio	-	1
(10)	Stoccaggio di combustibili (anche per il riscaldamento, la vendita al dettaglio ecc.)	1	4
(11)	Produzione, distruzione e stoccaggio di esplosivi	1	1
(12)	Produzione e stoccaggio di articoli pirotecnici	1	-
(13)	Produzione, imbottigliamento e distribuzione all'ingrosso di gas di petrolio liquefatto (GPL)	1	3
(14)	Stoccaggio di GPL	8	2
(15)	Stoccaggio e distribuzione di GNL	-	1
(16)	Stoccaggio e distribuzione all'ingrosso e al dettaglio (ad esclusione del GPL)	2	3

(17)	Produzione e stoccaggio di pesticidi, biocidi e fungicidi	1	7
(18)	Produzione e stoccaggio di fertilizzanti	-	3
(19)	Produzione di prodotti farmaceutici	1	-
(20)	Stoccaggio, trattamento e smaltimento dei rifiuti		4
(22)	Impianti chimici	1	14
(23)	Produzione di sostanze chimiche organiche di base	-	1
(24)	Fabbricazione di plastica e gomma	2	1
(28)	Industrie alimentari e delle bevande	5	1
(38)	Fabbricazione di sostanze chimiche (non specificate altrimenti nell'elenco)	1	2
(39)	Altra attività (non specificata altrimenti nell'elenco)	2	3

(Fonte: Elaborazione Inail dei dati dell'Inventario nazionale degli stabilimenti RIR (Gennaio 2023))

Tabella 2. Tipologia di attività degli stabilimenti RIR nella regione Emilia-Romagna.

La tabella sopra riportata permette, sia pure in modo qualitativo, di conoscere preventivamente il potenziale pericolo associato. A titolo esemplificativo, per le tipologie di attività maggiormente presenti in regione, quali gli impianti chimici, gli impianti di produzione di prodotti farmaceutici, i depositi di stoccaggio di pesticidi, biocidi e fungicidi, il rischio prevalente sarà quello di incendio e/o esplosione, con eventuale dispersione in atmosfera dei fumi di combustione contenenti sostanze tossiche, anche a distanza, e quindi la possibilità di pericoli, immediati e/o differiti nel tempo, per l'uomo e per l'ambiente.

3.1. Stabilimenti a rischio di incidente rilevante nel territorio provinciale di Bologna

Il territorio provinciale di Bologna ricomprende 16 stabilimenti; 7 di soglia inferiore e 9 di soglia superiore. L'attività svolta dagli stabilimenti è molto varia (tabella 3), sono infatti presenti oltre agli impianti chimici e di stoccaggio GPL, attività di produzione e deposito, ricerca, progettazione, sviluppo e vendita nel settore degli esplosivi, attività di produzione, miscelazione, stoccaggio e imbottigliamento di liquori, attività di trattamento superficiale dei metalli mediante cromatura galvanica.

	Attività	n° stabilimenti	
		SI	SS
(07)	Trattamento di metalli mediante processi elettrolitici o chimici	1	-
(10)	Stoccaggio di combustibili (anche per il riscaldamento, la vendita al dettaglio ecc)	-	1
(11)	Produzione, distruzione e stoccaggio di esplosivi	-	1
(13)	Produzione, imbottigliamento e distribuzione all'ingrosso di GPL	-	1
(14)	Stoccaggio di GPL	2	1
(16)	Stoccaggio e distribuzione all'ingrosso e al dettaglio (ad esclusione del GPL)	-	1
(17)	Produzione e stoccaggio di pesticidi, biocidi e fungicidi	-	1
(22)	Impianti chimici	-	2

(24)	Fabbricazione di plastica e gomma	1	-
(28)	Industrie alimentari e delle bevande	1	-
(38)	Fabbricazione di sostanze chimiche (non specificate altrimenti nell'elenco)	1	-
(39)	Altra attività (non specificata altrimenti nell'elenco)	1	1

Fonte: Elaborazione Inail dei dati dell'Inventario nazionale degli stabilimenti RIR (Gennaio 2023)

Tabella 3. Tipologia di attività degli stabilimenti RIR nella provincia di Bologna.

Nella tabella 4 si riportano la tipologia e i quantitativi massimi di sostanze pericolose ai sensi dell'Allegato 1 al d.lgs. 105/2015, che possono essere detenute dagli stabilimenti RIR nella provincia di Bologna.

Sostanze ricomprese nelle Categorie di cui alla Parte 1 dell'Allegato 1	Quantità max detenuta (t)
Sezione «H» — PERICOLI PER LA SALUTE	
H1 TOSSICITÀ ACUTA	130
H2 TOSSICITÀ ACUTA	1.972
H3 TOSSICITÀ SPECIFICA PER ORGANI BERSAGLIO (STOT) - ESPOSIZIONE SINGOLA STOT SE	111
Sostanze ricomprese nelle Categorie di cui alla Parte 1 dell'Allegato 1	Quantità max detenuta (t)
Sezione «P» — PERICOLI FISICI	
P1a ESPLOSIVI (cfr. nota 8*)	223
P1b ESPLOSIVI (cfr. nota 8*)	2.460
P3a AEROSOL INFIAMMABILI (cfr. nota 11.1*)	14
P4 GAS COMBURENTI	1.214
P5a LIQUIDI INFIAMMABILI	41
P5c LIQUIDI INFIAMMABILI	20.385
P6b SOSTANZE E MISCELE AUTOREATTIVE e PEROSSIDI ORGANICI	105
P8 LIQUIDI E SOLIDI COMBURENTI	272
Sezione «E» — PERICOLI PER L'AMBIENTE	
E1 Pericoloso per l'ambiente acquatico, categoria di tossicità acuta 1 o di tossicità cronica 1	2.874
E2 Pericoloso per l'ambiente acquatico, categoria di tossicità cronica 2	2.936
Sezione «O» — ALTRI PERICOLI	
01 Sostanze o miscele con indicazione di pericolo EUH014	152
Sostanze ricomprese nelle Categorie di cui alla Parte 2 dell'Allegato 1	Quantità max detenuta (t)
18. Gas liquefatti infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL) e gas naturale (cfr. nota 19*)	1.452 + 4.379.289*
34. Prodotti petroliferi e combustibili alternativi - Gasolio	20
* Il dato di 4.379.289 tonnellate è relativo ad uno stoccaggio di gas naturale in giacimento sotterraneo. (Fonte: Elaborazione Inail dei dati estratti dai rapporti finali di ispezione)	

Tabella 4. Quantitativi massimi di sostanze pericolose detenute dagli stabilimenti RIR nella provincia di Bologna.

Come si evince dalla tabella precedente negli stabilimenti RIR in provincia di Bologna le sostanze pericolose espressamente citate nella Parte 2 dell'Allegato 1 al

d.lgs.105/2015 presenti in maggiori quantitativi sono i gas liquefatti infiammabili per la presenza di uno stoccaggio sotterraneo di gas naturale in giacimento esaurito e di tre depositi di GPL, mentre tra le categorie di sostanze pericolose di cui alla Parte 1 del medesimo Allegato le categorie più diffuse sono la categoria P5c per la presenza in stoccaggio e in lavorazione di liquidi infiammabili, prevalentemente alcool etilico, solventi e vernici infiammabili, le categorie E1 e E2 per la presenza in diversi stabilimenti di varie sostanze classificate pericolose per l'ambiente e la categoria P1a per la presenza di uno stabilimento di produzione di polvere da sparo e cartucce per caccia e tiro sportivo.

4. Elementi gestionali critici individuati nei SGS-PIR esaminati durante le ispezioni ordinarie sugli stabilimenti RIR

Nell'arco del periodo compreso tra il 2015 e il 2022, nella provincia di Bologna, sono state condotte complessivamente 30 ispezioni ordinarie del SGS-PIR; 11 sugli stabilimenti di soglia inferiore e 19 sugli stabilimenti di soglia superiore (grafico 1).

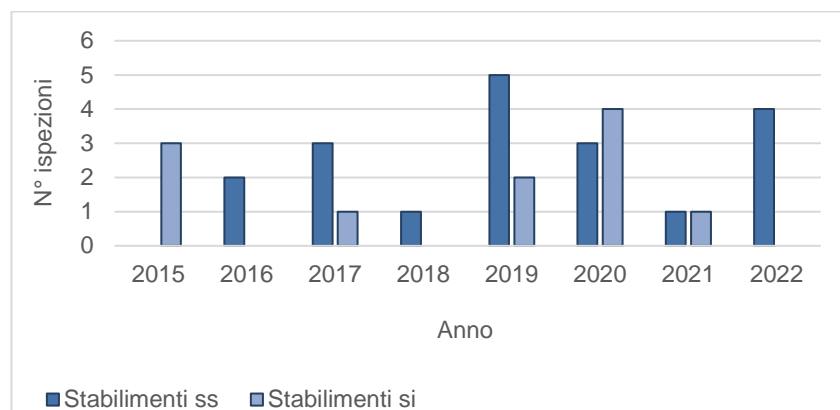


Grafico 1. Numero di ispezioni ordinarie effettuate dal 2015 al 2022 sulla provincia di Bologna.

Le Commissioni incaricate di tali ispezioni, in tutti gli stabilimenti hanno rilevato delle non conformità, che hanno portato alla formulazione di 265 proposte di raccomandazione e 88 proposte di prescrizione, per un totale di 353 non conformità tra minori e maggiori (tabella 5).

	n° raccomandazioni	n° prescrizioni
Stabilimenti SS	153	44
Stabilimenti SI	112	44

(Fonte: Elaborazione Inail dei dati estratti dai rapporti finali di ispezione)

Tabella 5. Numero di proposte di raccomandazione e di prescrizione per gli stabilimenti RIR ispezionati.

Con riferimento alla specifica numerazione della lista di riscontro di cui all'appendice 3 dell'Allegato H del d.Lgs. 105/2015, l'esame dei rapporti conclusivi, ha chiaramente evidenziato, che i tre aspetti gestionali maggiormente critici nei sistemi di gestione

della sicurezza (tabella 6), sono quelli relativi all'organizzazione e personale (punto 2), al controllo operativo (punto 4) e alla pianificazione delle emergenze (punto 6).

Elementi SGS-PIR	n° raccomandazioni	n° prescrizioni
1. Documento sulla politica di prevenzione, struttura del SGS-PIR e sua integrazione con la gestione aziendale	26	5
2. Organizzazione e personale	51	25
3. Identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti	13	10
4. Il controllo operativo	62	15
5. Gestione delle modifiche	17	1
6. Pianificazione dell'emergenza	68	29
7. Controllo delle prestazioni	20	-
8. Controllo e revisione	8	3

(Fonte: Elaborazione Inail dei dati estratti dai rapporti finali di ispezione)

Tabella 6. Sintesi delle risultanze emerse dall'esame della lista di riscontro sugli elementi SGS-PIR.

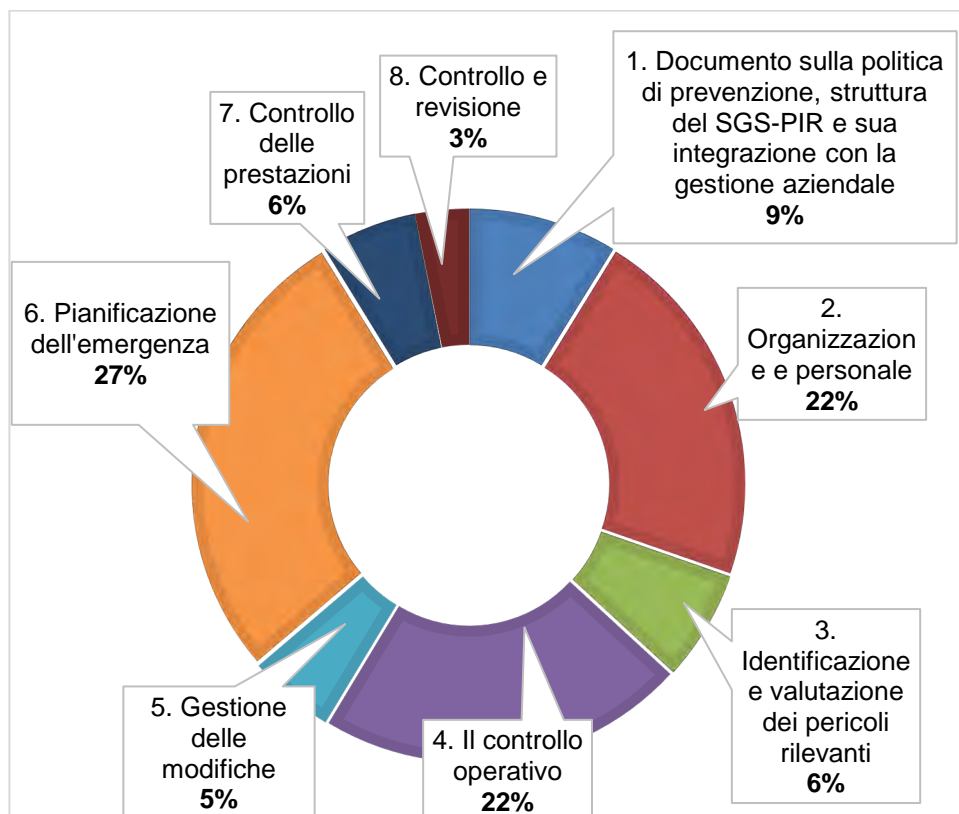


Grafico 2. Sintesi delle risultanze emerse dall'esame della lista di riscontro sugli elementi SGS-PIR in termini percentuali (Fonte: Elaborazione Inail dei dati estratti dai rapporti finali di ispezione).

Delle 353 non conformità, 250 sono quelle rilevate per i tre aspetti gestionali critici (tabella 7), rappresentando circa l'81% (grafico 2).

Elementi SGS-PIR		n° raccomandazioni	n° prescrizioni
2. Organizzazione e personale			
i.	Definizione delle responsabilità, delle risorse e della pianificazione delle attività	11	4
ii.	Attività di informazione	16	7
iii.	Attività di formazione e addestramento	23	12
iv.	Fattori umani, interfacce operatore ed impianto	1	2
4. Il controllo operativo			
i.	Identificazione degli impianti e delle apparecchiature soggette ai piani di verifica	26	9
ii.	Gestione della documentazione	13	1
iii.	Procedure operative e istruzioni nelle condizioni normali, anomale e di emergenza	1	3
iv.	Le procedure di manutenzione	12	2
v.	Approvvigionamento di beni e servizi	10	
6. Pianificazione dell'emergenza			
i.	Analisi delle conseguenze, pianificazione e documentazione	14	8
ii.	Ruoli e responsabilità	10	10
iii.	Controlli e verifiche per la gestione delle emergenze	20	2
iv.	Sistemi di allarme e comunicazione e supporto all'intervento esterno	10	5
v.	Accertamenti sui sistemi connessi alla gestione delle emergenze	13	4
vi.	Sala controllo e/o centro gestione delle emergenze	1	
Totale		181	69
(Fonte: Elaborazione Inail dei dati estratti dai rapporti finali di ispezione)			

Tabella 7. Aspetti gestionali maggiormente critici nei sistemi SGS-PIR esaminati.

Tale risultato trova conferma, anche dalla singola analisi dei dati relativi agli stabilimenti di soglia inferiore e a quelli di soglia superiore.

A titolo esemplificativo, alle attività di verifica dei programmi di informazione per le persone che accedono a vario titolo negli stabilimenti, hanno fatto seguito molteplici non conformità, che hanno previsto sostanzialmente, un aggiornamento/miglioramento del foglio informativo per i visitatori. Non di rado, infatti, si rileva in sede di ispezione, la contestuale consegna di fogli informativi diversificati, con riferimenti legislativi non più vigenti, planimetrie non aggiornate, poco leggibili o carenti delle indicazioni delle vie di fuga e dei punti di raccolta, privi di informazioni sulle sostanze pericolose classificate Seveso detenute. Nel maggior parte dei casi, a questi tipi di rilievi, condivisi anche in sede di ispezione con il Gestore, la risposta delle aziende è piuttosto repentina. La non conformità minore viene chiusa, a seguito dell'aggiornato/revisione del foglio informativo. In alcune realtà del

territorio invece, si è verificato il mancato adempimento di quanto richiesto, facendo sì che la proposta di raccomandazione formulata in una prima ispezione, sia stata ripresentata dalla commissione ispettiva successiva come proposta di prescrizione. Numerosi sono anche i rilievi fatti nella verifica dei programmi di formazione e addestramento, per la scarsità dei contenuti sul tema della prevenzione degli incidenti rilevanti (ampio spazio è dato alla formazione obbligatoria dei lavoratori ai sensi del d. lgs. 81/2008), a volte non specifici per il ruolo o la figura professionale per cui vengono rilasciati, per la non definizione dei requisiti e del grado di qualificazione dei formatori.

Sul tema della formazione, addestramento e sensibilizzazione del personale in materia di sicurezza sul lavoro e prevenzione degli incidenti rilevanti, non sempre si ha un riscontro tra quanto riportato in procedura, dove vengono definite le responsabilità, i soggetti interessati, i contenuti, la periodicità della attività di formazione e addestramento, e quanto effettivamente messo in atto. Particolarmente ricorrenti sono le raccomandazioni di attuare o migliorare la verifica della formazione degli addetti interni, delle ditte terze e della squadra di emergenza, con particolare riguardo ai rischi di incidente rilevante, l'integrazione delle dedicate procedure e dei test di verifica dell'apprendimento (per numero esiguo di domande, per assenza di domande relative ai rischi incidenti rilevanti, etc.), oltre che la revisione delle periodicità con cui viene fatta la formazione e l'addestramento.

La tematica dell'informazione e formazione delle ditte terze operanti in forma continuativa o saltuaria all'interno di uno stabilimento a rischio incidente rilevante, all'infuori di quanto specificatamente previsto dal mandato ispettivo, è un punto della lista di riscontro che viene sempre trattato in sede di ispezione. La formazione degli addetti, tranne in casi di aziende particolarmente strutturate, viene demandata sempre alle ditte terze stesse e prevede una sola verifica dell'efficacia della formazione da parte dell'azienda RIR.

L'identificazione degli impianti e delle apparecchiature soggette ai piani di verifica è un altro elemento del sistema di gestione della sicurezza particolarmente critico.

Tra gli elementi di novità introdotti dalla direttiva Seveso III rientra la necessità di dimostrare l'affidabilità degli elementi critici, individuati nell'analisi di rischio.

A seguito della disamina dei rapporti conclusivi, le casistiche più comuni verificate e per cui sono state fatte per lo più proposte di raccomandazione, sono la non esaustiva identificazione degli elementi critici per la sicurezza da parte del Gestore, e in contrapposizione, l'inserimento nei piani di verifica di componenti definiti impropriamente "critici", poiché il loro malfunzionamento non potrebbe dare luogo ad eventi incidentali rilevanti. A conclusione di più ispezioni è stata richiesta anche la definizione del criterio adottato per la loro identificazione, che dovrebbe essere sempre basato sugli esiti delle analisi di rischio.

Secondo quanto riportato all'Allegato 3 del d.lgs. 105/2015, per i gestori degli stabilimenti a rischio di incidenti rilevanti, vi è l'obbligo di adottare, nell'ambito del SGS-PIR, piani di monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento di

apparecchiature e impianti che tenga conto dei meccanismi di deterioramento presenti, inclusi corrosione interna ed esterna, erosione, fatica termica e meccanica. Nella regione Emilia-Romagna, come in gran parte dell'Italia, il problema del rischio associato all'invecchiamento e alla corrosione degli impianti degli stabilimenti rappresenta un aspetto molto delicato, perché molte delle aziende sono in esercizio da oltre quarant'anni.

Nell'adozione di tale piano, si è registrato un iniziale ritardo, imputabile in parte alla scarsa sensibilità da parte dei Gestori sulla tematica, dall'altra al fatto che doveva essere redatto un piano ex novo. L'errore che comunemente viene fatto da parte del Gestore, e che si rileva in sede di ispezione, è quello dell'identificazione della attrezzatura critica, pur essendo ben definita dalla normativa vigente, e quello di associare l'invecchiamento di una attrezzatura/impianto, al solo tempo trascorso da quando è stato costruito, collaudato o messo in servizio, e non al tempo di vita atteso, caratterizzato invece dal deterioramento e dalla riduzione dell'affidabilità. In tale contesto, fondamentale è il ruolo svolto dal funzionario Inail, che ha il compito di indicare al Gestore quali sono effettivamente le attrezzature/impianti critici da monitorare, anche in funzione del rapporto di sicurezza.

Per l'autovalutazione dell'adeguatezza della gestione dell'invecchiamento, dove applicabile, spesso il Gestore ha fatto ricorso alla linea guida predisposta dal Gruppo di lavoro istituito all'interno del Coordinamento per l'uniforme applicazione sul territorio nazionale di cui all'art.11 del d.lgs. 105/2015 [3]. Talune realtà del territorio, vista la complessità degli impianti e delle attrezzature detenute, per il monitoraggio dell'invecchiamento hanno affiancato anche specifiche attività ispettive, predisponendo una mirata pianificazione degli interventi manutentivi.

Tale strumento, impiegato dalla commissione incaricata dello svolgimento delle ispezioni per decidere eventuali raccomandazioni e/o proposte di prescrizione, in funzione dell'indicatore complessivo, risulta comunque di utilità, qualora compilato in maniera corretta dal Gestore.

Per ciò che concerne la gestione della documentazione, in particolar modo nelle piccole realtà aziendali del territorio, si rilevano difficoltà nelle modalità di raccolta e conservazione di tutta la documentazione di impianto. In questi casi, la commissione oltre a proporre la redazione di apposita procedura o l'integrazione di quella esistente, consiglia al Gestore di considerare la possibilità di adottare un sistema di archiviazione di tipo informatico.

Ultimo aspetto che viene preso in esame è quello della pianificazione delle emergenze.

Dalle commissioni ispettive, in materia, sono state fatte numerose proposte di raccomandazione e prescrizione, tanto da rappresentare il 27% delle non conformità complessive rilevate. Le ragioni di tale anomala situazione potrebbero essere in parte ricondotte al fatto che diverse aziende del territorio, storicamente non assoggettate alla direttiva Seveso, si sono dovute notificare a seguito dell'introduzione del

Regolamento CE n. 1272/2008, relativo alla classificazione, all'etichettatura ed all'imballaggio delle sostanze e delle miscele.

Le tipologie di rilievi fatti, sono molto diversificati tra loro, ma ricorrenti sono la non congruità delle informazioni riportate nel Piano di Emergenza Interna (PEI), con quelle indicate nel Piano di Emergenza Esterna (PEE) e/o nel Rapporto di sicurezza/Scheda tecnica, la non adeguatezza della squadra di emergenza, sia in termini di mezzi che di persone e l'impiego di Dispositivi di Protezione Individuale (DPI) non sempre adeguati in quantità e in tipologia ai rischi da prevenire.

In sede di verifica degli equipaggiamenti di protezione per fronteggiare i rischi in condizioni anomale previste e di emergenza, per esempio, si riscontra di frequente la presenza di uno o più estintori carrellati. Tranne in rare situazioni, è difficile reperire documentazione che attesti la specifica formazione degli operatori autorizzati al loro impiego, così come previsto dal Codice di prevenzione incendi 19 ottobre 2019, e che in prossimità dello stesso ci sia segnalazione del fatto che possa essere impiegato solo da personale specificatamente addestrato (punto S.6.6.2 comma 4 del suddetto Codice).

A quanto detto, nella verifica in campo dei sistemi connessi alla gestione delle emergenze, si è constatata la non comprensibilità da parte degli operatori della cartellonistica di emergenza ed evacuazione, oltre che del segnale di allarme delle sirene, non sempre udibile in tutto il perimetro dello stabilimento RIR ispezionato.

5. Conclusioni

Nel presente articolo, sono stati analizzati 30 rapporti finali di ispezioni SGS-PIR eseguite su stabilimenti di soglia inferiore e superiore site nel territorio provinciale di Bologna. L'obiettivo del lavoro è stato quello di individuare ed analizzare gli aspetti più critici dei SGS-PIR esaminati. Tre sono gli aspetti nodali individuati e sui quali porre attenzione. Il primo aspetto è che degli otto punti della lista di riscontro, solo tre sono particolarmente critici e rappresentano complessivamente l'81% delle non conformità rilevate. Il secondo aspetto è il fatto che tra i punti critici sono ricompresi il controllo operativo e la pianificazione dell'emergenza, elementi essenziali del sistema di gestione della sicurezza. Ultimo aspetto è che il 27% di proposte di raccomandazioni e prescrizione sono state fatte in materia di pianificazione dell'emergenza.

Alla luce di quanto sopra, ai fini di un miglioramento significativo dei SGS-PIR, potrebbe essere utile prevedere nella futura programmazione dell'attività ispettiva nel territorio provinciale, con l'eventuale estensione a livello regionale, la verifica fissa dei tre elementi gestionali critici individuati, con l'eventuale aggiunta dei punti della lista di riscontro di cui all'allegato 3 del d.lgs. 105/2015, che dalle precedenti verifiche ispettive erano risultati meno critici.

6. Bibliografia

- [1] Decreto Legislativo 26 giugno 2015, n. 105 - "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose" (G.U. n. 161 del 14 luglio 2015 - Supplemento ordinario 38/L).
- [2] Deliberazione della Giunta Regionale Emilia-Romagna del 1° agosto 2016, n. 1239 - "Nuova Direttiva per l'applicazione dell'articolo 2 della L.R. 26/2003 e s.m.i. recante disposizioni in materia di pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose" (BUR n. 261 del 24 agosto 2016).
- [3] https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/rischio_industriale/li_neaguidainvecchiamento2021.pdf
- [4] <https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it/aria-rumore-elettrosmog/temi/stabilimenti-a-rischio-di-incidente-rilevante>
- [5] <https://www.arpae.it/it/temi-ambientali/rischio-industriale/ispezioni-sgs-pir-negli-stabilimenti-di-soglia-inferiore>
- [6] <https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/Default.php>
- [7] Legge regionale Emilia-Romagna del 17 dicembre 2003, n. 26 - "Disposizioni in materia di pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose".
- [8] Legge regionale Emilia-Romagna del 30 maggio 2016, n. 9 - "Legge Comunitaria Regionale per il 2016" - Titolo II Capo I - (BUR n. 158 del 30 maggio 2016).
- [9] Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, "Rapporto Controlli, Monitoraggi Ispezioni Ambientali SNPA AIA-RIR relativi ai dati del 2020" (Delibera del Consiglio SNPA Seduta del 07.09.2022 Doc.n.189/22).

Un approccio sistemico per rappresentare la Direttiva Seveso III

A.J. Nakhal Akel¹, F. Simone¹, V. Franzoni¹, A. Alvino², S.M. Ansaldi², M. R. Vallerotonda², M. F. Milazzo³, R. Patriarca¹

¹ Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Aerospaziale, Università di Roma Sapienza

² Inail - Dit

³ Dipartimento di Ingegneria, Università di Messina

Abstract

Gli incidenti relativi all'utilizzo di sostanze pericolose in ambito industriale risultano particolarmente critici data la possibilità di generare effetti sui lavoratori, sulle attrezzature d'impianto, ma anche sulla salute pubblica e l'ambiente. L'attuale complessità degli impianti e dei processi complica ulteriormente la prevenzione degli incidenti essendo le operazioni caratterizzate da un'ampia gamma di fattori, sia tecnologici che umani. In questo contesto, la Direttiva Seveso III (2012/18/UE) gioca un ruolo fondamentale stabilendo obblighi e responsabilità delle aziende che utilizzano, producono o immagazzinano sostanze pericolose. Tuttavia, la gestione degli incidenti rilevanti richiede una continua analisi dei sistemi industriali che comportano una varietà di interazioni in continua evoluzione nel tempo. A questo scopo si propone l'utilizzo del modello STAMP (System-Theoretic Accident Model and Processes) per l'analisi dei processi basata su un approccio sistemico volto a identificare le cause principali degli incidenti tramite la definizione di relazioni "controllore/processo controllato". Questo documento ha, quindi, lo scopo di proporre la trasposizione della Direttiva Seveso III e del D.lgs. 105/15, con cui è stata recepita in Italia, in una struttura di controllo basata su STAMP, fornendo le basi per una modellistica ad ampio spettro capace di integrare informazioni operative di processo, così come dati sugli aspetti organizzativi. Viene presentato un modello di struttura di controllo che possa essere inteso, in futuro, come un riferimento per varie realtà aziendali che ricadono nella normativa Seveso. Questa base modellistica permette una mappatura socio-tecnica che può essere utilizzata come base per raggiungere una valutazione completa e sistematica dei rischi associati agli stabilimenti Seveso.

Keywords: Teoria dei sistemi, impianti industriali, gestione del rischio, direttiva Seveso III.

1. Introduzione

Il panorama industriale ha subito radicali cambiamenti con l'avvento della quarta rivoluzione industriale, la cosiddetta Industry 4.0, ed il continuo progresso tecnologico. Ciò ha trasformato le organizzazioni in sistemi socio-tecnici, ossia sistemi composti da elementi sociali e tecnologici correlati e interdipendenti, che si

influenzano a vicenda per mantenere la loro attività e l'esistenza del sistema stesso permettendo di perseguire il loro obiettivo. Industry 4.0 ha portato ad un aumento della produttività e dell'efficienza, ma anche ad una tale complessità dei sistemi industriali che implica il dover affrontare nuove sfide per la sicurezza dei lavoratori e la tutela dell'ambiente [1], [2]. Le nuove tecnologie industriali introducono nuovi rischi, in particolare quelli legati alla complessità degli impianti, alla presenza di macchinari altamente automatizzati e alla manipolazione di sostanze pericolose. La sicurezza, dunque, gioca un ruolo fondamentale in questo campo poiché gli incidenti possono avere conseguenze disastrose per le persone e organizzazioni coinvolte e per l'ambiente circostante. Ciò ha portato l'Unione Europea a redigere la Direttiva Seveso III (2012/18/UE) [3], [4] recepita in Italia con il D.lgs. 105/15, in cui sono definiti obblighi e responsabilità delle aziende che utilizzano, producono o immagazzinano sostanze pericolose. Tale decreto ribadisce il concetto di potenziali pericoli di incidente rilevante e l'obbligo di implementare un Sistema di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti (SGS PIR) efficace. Esso, inoltre, sottolinea l'importanza del flusso di informazioni all'interno e tra le organizzazioni, nonché la comunicazione di tali informazioni alle autorità competenti e al pubblico, migliorando la sicurezza e la trasparenza nel contesto industriale.

Nonostante ciò, la complessità e il dinamismo dei sistemi industriali e dei processi coinvolti rendono l'analisi e la prevenzione degli incidenti una sfida continua data la difficoltà di identificare tutte le fonti di rischio e valutarne l'impatto [5], [6]. Recentemente sono stati sviluppati nuovi approcci qualitativi integrati basati sulla Teoria dei Sistemi, come System-Theoretic Accident Model and Process (STAMP), che permettono la modellazione del sistema complesso come un insieme di componenti correlati mantenuti in uno stato di equilibrio dinamico da cicli di controllo o di retro-alimentazioni. Tale metodologia suggerisce la visione degli incidenti come risultato di processi imperfetti intesi come processi che coinvolgono interazioni tra persone, strutture sociali e organizzative, attività ingegneristiche e componenti del sistema tecnico-operativo che portano a violare i vincoli di sicurezza del sistema. Rilevare le cause alla radice degli incidenti piuttosto che i meccanismi superficiali che li scatenano consentirà alle organizzazioni di avere un approccio proattivo alla gestione della sicurezza e alla valutazione del rischio, abilitando azioni di prevenzione prima che si verifichi un evento negativo e minimizzandone le eventuali conseguenze [7].

La "Seveso" è regolata da una legislazione vincolante a livello sovranazionale, nazionale e regionale; vi sono poi le normative tecniche volontarie, gli standard di fatto, le prassi consolidate e la cultura condivisa, che condizionano e indirizzano l'ambito Seveso. Questo documento propone la trasposizione della Seveso in una struttura di controllo basata sul modello STAMP con il fine di fornire alle organizzazioni uno strumento di analisi qualitativo per la prevenzione di incidenti rilevanti. Sebbene la legislazione in materia di sicurezza esista da tempo e abbia subito molti cambiamenti volti al suo miglioramento, non è ancora riflessa in un modello generale di analisi dei rischi che possa integrare le normative di settore,

legislazione e direttive. L'obiettivo di questo lavoro è, quindi, quello di creare un modello di struttura di controllo che possa essere inteso, in futuro, come un riferimento per le diverse realtà aziendali che utilizzano, producono o immagazzinano sostanze pericolose. Il modello verrà istanziato sui meccanismi volti a coordinare e gestire le ispezioni in impianti Seveso.

2. Metodologia

Il System-Theoretic Accident Model and Processes (STAMP) è un modello di analisi che indaga le interazioni tra componenti del sistema. Il modello STAMP è la base di altre tecniche come la Causal Analysis based on System Theory (CAST) e la System-Theoretic Process Analysis (STPA). Quest'ultime indagano a fondo le cause degli incidenti, considerandoli degli eventi di perdita non pianificati e indesiderati, non solo dovuti a guasti di componenti tecnologici, ma anche da disturbi esterni al sistema, dalle interazioni tra i suoi componenti, ed i comportamenti che deviano dalle normali condizioni operative incrementando lo stato di rischio [8]. L'utilizzo sinergico all'interno delle organizzazioni di risorse umane e automazione ha dato vita a nuove relazioni socio-tecniche che, se gestite in modo inadeguato, potrebbero generare gravi conseguenze. Vi è, quindi, la necessità di strategie di gestione più avanzate in grado di affrontare efficacemente le incertezze e la non linearità delle interazioni intrinseche ai sistemi. Lo STAMP supera queste difficoltà basandosi su tre principi fondamentali [6], [9]:

1. vincoli di sicurezza: questi vincoli nascono dall'idea che gli incidenti non sono causati da una catena di eventi, ma come conseguenza di vincoli non efficacemente applicati. Si tratta, infatti, di regole o limiti imposti da un controllore per garantire che il processo controllato funzioni in sicurezza, stabilendo i requisiti di sicurezza e le condizioni critiche che non possono essere violate;
2. struttura di controllo: i sistemi sono visti come strutture di controllo gerarchiche in cui i livelli superiori controllano i livelli sottostanti tramite azioni di controllo volte a soddisfare i vincoli di sicurezza imposti al fine di prevenire gli incidenti. D'altronde, i livelli inferiori comunicano il proprio stato tramite dei feedback che avvisano se i vincoli di sicurezza sono rispettati;
3. modello di processo: ogni controllore ha un modello del processo che controlla, il quale descrive le relazioni tra i componenti, lo stato operativo del sistema e il modo in cui questo stato potrebbe evolversi al fine di controllarlo efficacemente.

La Figura 1 rappresenta una struttura di controllo concettuale costituita da tre livelli gerarchici [8], [10]. In basso troviamo il processo fisico controllato da un controllore automatico. Questo costituisce il livello intermedio in quanto è sia controllore che processo a sua volta controllato dal livello gerarchico superiore (costituito da un controllore umano).

Partendo dall'alto troviamo il controllore umano: questo ha la responsabilità di controllare il controllore automatico che a sua volta controlla il processo fisico. Il controllore umano possiede la conoscenza del processo industriale e dell'automazione con cui si interfaccia, (definiti rispettivamente in Figura 1). Questa conoscenza, unita alla sua procedura decisionale definita in Figura 1 "Generatore di Azioni di Controllo", elabora azioni di controllo volte a far rispettare e rafforzare i vincoli di sicurezza del sistema. Pertanto, attraverso i suoi elementi di controllo il controllore umano ha la possibilità di applicare azioni correttive sulla macchina, ad esempio modificandone le istruzioni o le procedure di sicurezza, o semplicemente facendole rispettare. Inoltre, il controllore valuterà i feedback della macchina attraverso degli indicatori.

Il livello successivo è il controllore automatico. Quest'ultimo rappresenta un livello intermedio in quanto è sia controllato dall'operatore umano (come descritto precedentemente) sia controllore del processo fisico sottostante. Il controllore automatico, quindi, a sua volta raccoglie i feedback del processo fisico sottostante ed utilizza queste variabili di controllo per garantire il corretto funzionamento del sistema. Tali variabili vengono misurate da un sensore che le riporta all'algorithm di controllo della macchina. Questo è costituito da un insieme di regole, istruzioni e comandi che, sulla base dei feedback genera azioni di controllo (sempre confrontati con il modello di processo per garantire lo status desiderato). Le azioni di controllo sono implementate da attuatori direttamente sul processo fisico.

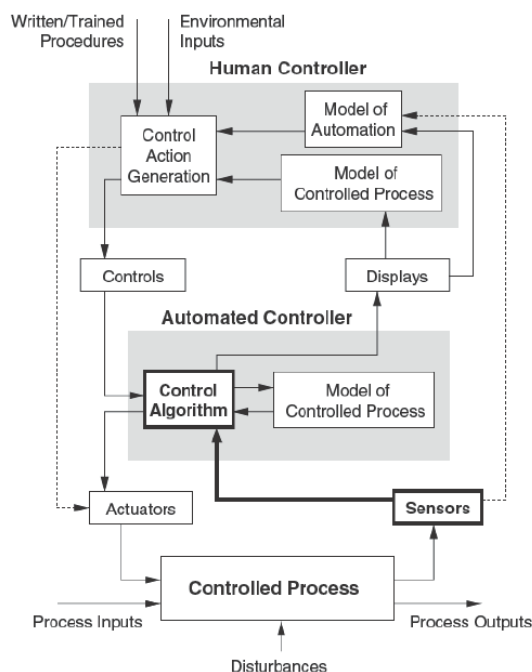


Figura 1. Struttura di controllo relativa ad un sistema Operatore - Automazione - Processo Controllato [8].

L'ultimo livello è il processo tecnico-operativo che riceve gli input di processo e li trasforma in output. Esso è controllato dal controllore automatico al fine di prevenire

il verificarsi di incidenti. Per questo motivo vengono rappresentati elementi di disturbo con lo scopo di introdurre alterazioni dei parametri o potenziali errori nelle misure che attivano le azioni di controllo della sicurezza. Le frecce tratteggiate rappresentano: (i) il caso in cui il controllore automatico sia fuori servizio o non possa svolgere le sue funzioni e, quindi, il feedback del processo fisico e le eventuali azioni correttive devono essere rilevate e stabilite direttamente dal controllore umano, (ii) altre attività che necessitano di essere svolte manualmente dal controllore umano, ad esempio, la manutenzione, i controlli visivi e le ispezioni. Si noti come una struttura gerarchica come in Figura 1 possa essere utilizzata anche per mappare le relazioni del sistema a più livelli (i.e., tecnico, organizzativo e manageriale)

3. Modello STAMP della Direttiva Seveso III

La Direttiva Seveso III è una normativa europea redatta con il fine di regolamentare e stabilire precise indicazioni per la prevenzione e il controllo di incidenti rilevanti che possono verificarsi in uno stabilimento in cui sono utilizzate sostanze pericolose [3], [4]. In particolare, l'analisi critica della Direttiva Seveso III e del suo decreto di recepimento, delle norme tecniche relative al sistema di gestione della sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti, di esempi di processi produttivi di aziende del settore Seveso hanno consentito di ottenere una versione preliminare del modello STAMP per alcune componenti ad alto livello riportato in Figura 2. L'insieme degli attori coinvolti, degli obblighi, dei ruoli e delle responsabilità definite in tale normativa sono stati mappati nella struttura di controllo in modo da creare una rappresentazione delle strutture di controllo del sistema. La struttura di controllo di Figura 2 fornisce un riferimento generale del D.lgs. 105/15 per la realizzazione di un SGS tra le Autorità Legislative e regolamentari, la Commissione Ispettiva, il Gestore e il Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione (RSPP), la stesura della documentazione, la gestione delle informazioni, delle comunicazioni e delle azioni correttive volte a prevenire gli incidenti per tutte le organizzazioni soggette alla normativa Seveso [11], [12].

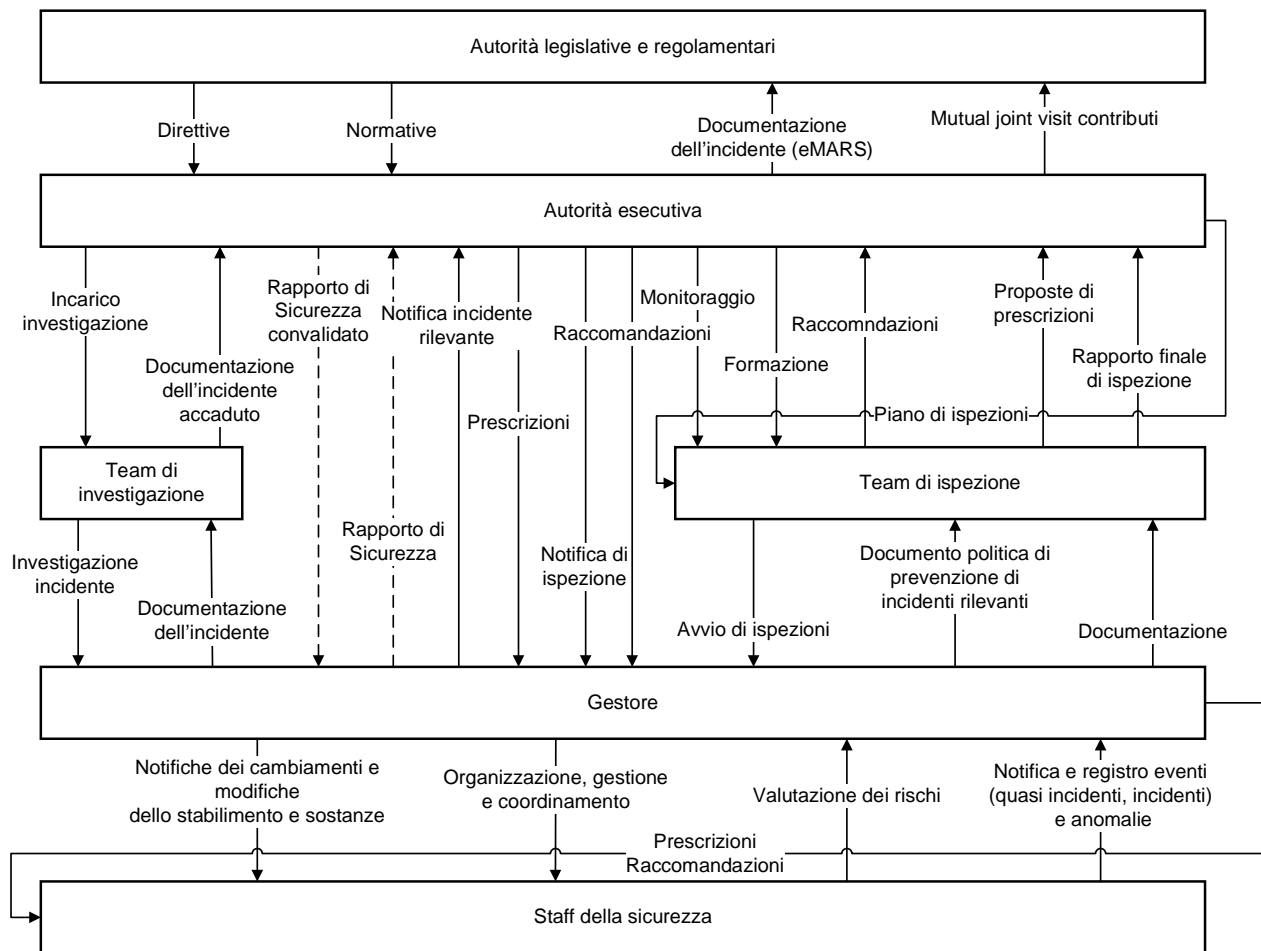


Figura 2. Struttura di controllo per la messa in atto di un Sistema di Gestione della Sicurezza.

La Figura 2 in particolare descrive tutte le relazioni della parte alta della catena manageriale, dovendo queste essere applicabili ad ogni tipo di organizzazione che utilizza sostanze pericolose a prescindere dai processi applicati. In tal senso, nei seguenti paragrafi viene fornita una descrizione maggiormente dettagliata degli attori (i.e., blocchi) della struttura di controllo con le loro relazioni rappresentati i loro obblighi così come evidenziati nel D.lgs 105/15. Si noti che il Rapporto di Sicurezza (RdS) (documento obbligatorio per gli stabilimenti di soglia superiore e fondamentale per la valutazione e gestione dei rischi al fine di garantire la sicurezza delle persone, degli asset industriali e dell'ambiente) è riportato con delle linee tratteggiate per indicare che è un documento indirettamente coinvolto nelle ispezioni SGS-PIR e si chiede al Gestore di visionarlo in alcune parti per verificare che vi sia coerenza con le attività e gli altri documenti predisposti ed attuati in azienda.

Le sezioni che seguono riportano in modo isolato e dettagliato le relazioni tra gli agenti descritti precedentemente nel modello STAMP (cf. Figura 2). Pertanto, ogni sezione descrive nello specifico un unico agente in relazione agli altri agenti del processo con cui interagisce.

3.1. Autorità legislative e regolamentari

Al vertice del modello si trovano le Autorità legislative e regolamentari, ossia le autorità europee ed italiane (nello specifico Ministero dell'Ambiente e Ministero dell'Interno) che hanno potere legislativo in materia. Il Ministero dell'Ambiente, oltre alle funzioni di valutazione e controllo, esercita funzioni di indirizzo e coordinamento in materia e provvede allo scambio di informazioni con la Commissione Europea e gli Stati membri dell'Unione. Il Ministero dell'Interno, in collaborazione con ISPRA, predispone il piano nazionale di ispezioni SGS-PIR per gli stabilimenti di soglia superiore e coordina la programmazione di tali ispezioni predisposta dai Comitati Tecnici Regionali (CTR) competenti per territorio. Le Regioni, invece, predispongono piani di ispezioni per gli stabilimenti di soglia inferiore siti nell'ambito dei rispettivi territori.

Nel d.lgs. 105/15 sono riportati alcuni parametri di riferimento che definiscono i criteri di valutazione generali sopra indicati e che, presi in considerazione separatamente o in combinazione, possono fornire, ove applicabili, elementi utili per stabilire le priorità per la programmazione delle ispezioni. In Tabella 1 sono descritte le relazioni che esistono tra le Autorità legislative e regolamentari e gli altri componenti del sistema e sono identificate le azioni di controllo e feedback coinvolti tra gli elementi.

Autorità legislative e regolamentari		
Controllore di	Azioni di controllo imposte sulle entità controllate	Feedback inviato dalle entità controllate
<ul style="list-style-type: none"> Autorità esecutiva 	<ul style="list-style-type: none"> Direttive Norme di settore 	<ul style="list-style-type: none"> Documentazione dell'incidente (eMARS) Mutual joint visit contributi
Controllato da	Azioni di controllo imposte dalle entità controllori	Feedback inviato alle entità controllori
<ul style="list-style-type: none"> Nessuno 	<ul style="list-style-type: none"> Nessuna 	<ul style="list-style-type: none"> Nessuno

Tabella 1. Descrizione delle relazioni delle Autorità legislative e regolamentari.

3.2. Autorità esecutiva

L'autorità esecutiva è svolta dagli Organi Tecnici dei Ministeri competenti, ossia da tecnici di Ispra/Arpa, Inail, ISS e Corpo nazionale dei Vigili del fuoco in relazione alle proprie specifiche competenze. Tali Organi possono elaborare e promuovere programmi di formazione in materia di rischi di incidenti rilevanti e, soprattutto, svolgono molteplici attività a garanzia della sicurezza degli stabilimenti soggetti a normativa Seveso attraverso le istruttorie dei rapporti di sicurezza e le ispezioni sui sistemi di gestione. Durante tali attività l'attenzione viene posta anche sui piani di manutenzione e controllo, pianificati e svolti dal Gestore sulle attrezzature, al fine di verificare la conformità alle norme di legge. In caso di incidente l'Autorità esecutiva può richiedere monitoraggi ambientali per valutare l'eventuale impatto sull'ambiente. La comunicazione con il pubblico riguardo ai rischi associati agli

stabilimenti a rischio di incidente rilevante e il coinvolgimento di questo nelle decisioni riguardanti la sicurezza completano il suo ruolo fondamentale nella protezione della salute e dell'ambiente. La Tabella 2 descrive le relazioni che esistono tra l'autorità esecutiva e le altre figure coinvolte nelle attività Seveso e, inoltre, identifica le azioni di controllo e feedback tra gli elementi.

Autorità esecutiva		
Controllore di	Azioni di controllo imposte sulle entità controllate	Feedback inviato dalle entità controllate
<ul style="list-style-type: none"> Team di investigazione 	<ul style="list-style-type: none"> Incarico investigazione 	<ul style="list-style-type: none"> Documentazione dell'incidente accaduto
<ul style="list-style-type: none"> Team di ispezione 	<ul style="list-style-type: none"> Formazione ispettori Monitoraggio esiti ispezioni 	<ul style="list-style-type: none"> Proposte di prescrizioni Raccomandazioni Rapporto finale di ispezione
<ul style="list-style-type: none"> Gestore 	<ul style="list-style-type: none"> Prescrizioni Raccomandazioni Notifica di avvio di ispezione Rapporto di Sicurezza convalidato 	<ul style="list-style-type: none"> Notifica incidenti rilevanti Rapporto di Sicurezza
Controllato da	Azioni di controllo imposte dalle entità controllori	Feedback inviato alle entità controllori
<ul style="list-style-type: none"> Autorità legislative e regolamentari 	<ul style="list-style-type: none"> Direttive Norma 	<ul style="list-style-type: none"> Documentazione dell'incidente (eMARS) Mutual joint visit contributi

Tabella 2. Descrizione delle relazioni dell'autorità esecutiva.

3.3. Team di ispezione

L'ispezione sul SGS-PIR dello stabilimento viene svolta da una Commissione costituita da funzionari appartenenti a Ispra/Arpa, Inail e CNNF. Tale Commissione ha il compito di valutare ed ispezionare tutta la documentazione fornita e richiesta al Gestore al fine di individuare eventuali inadempimenti alle indicazioni di legge e rilevare la necessità di azioni correttive da apportare ai fini della prevenzione di incidenti rilevanti. In Tabella 3 sono descritte le relazioni che esistono tra la Commissione ispettiva e gli altri componenti del sistema, inoltre, sono identificate le azioni di controllo e feedback coinvolti tra gli elementi.

Team di ispezione		
Controllore di	Azioni di controllo imposte sulle entità controllate	Feedback inviato dalle entità controllate
<ul style="list-style-type: none"> • Gestore 	<ul style="list-style-type: none"> • Avvio di ispezione 	<ul style="list-style-type: none"> • Documentazione (piani di manutenzione, programmi di formazione, ecc.) • Documento politica di prevenzione di incidenti rilevanti
Controllato da	Azioni di controllo imposte dalle entità controllori	Feedback inviato alle entità controllori
<ul style="list-style-type: none"> • Autorità esecutiva 	<ul style="list-style-type: none"> • Formazione • Monitoraggio 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapporto finale di ispezione • Proposte di prescrizioni • Raccomandazioni

Tabella 3. Descrizione delle relazioni del team di ispezione.

3.4. Team di investigazione

La investigazione riferita agli incidenti rilevanti nell'ambito degli stabilimenti Seveso si concentra sull'analisi delle cause, delle dinamiche e delle conseguenze degli eventi accidentali che hanno avuto o potrebbero avere un impatto significativo sull'ambiente circostante e sulla sicurezza delle persone. L'obiettivo principale dell'investigazione è identificare le cause alla base dell'incidente e comprendere come esso si sarebbe potuto evitare o gestire in modo più efficace. Gli aspetti decisivi dell'indagine includono l'analisi delle procedure operative, l'efficacia delle misure di prevenzione, la risposta alle emergenze, il rispetto delle normative di sicurezza, il ruolo del personale coinvolto e il monitoraggio ambientale.

La Tabella 4 descrive le relazioni che esistono tra il team di investigazione e gli altri componenti del sistema; inoltre, la Tabella 4 identifica le azioni di controllo e feedback coinvolti tra gli elementi.

Team di investigazione		
Controllore di	Azioni di controllo imposte sulle entità controllate	Feedback inviato dalle entità controllate
<ul style="list-style-type: none"> • Gestore 	<ul style="list-style-type: none"> • Investigazione incidente 	<ul style="list-style-type: none"> • Documentazione dell'incidente
Controllato da	Azioni di controllo imposte dalle entità controllori	Feedback inviato alle entità controllori
<ul style="list-style-type: none"> • Autorità esecutiva 	<ul style="list-style-type: none"> • Incarico investigazione 	<ul style="list-style-type: none"> • Documentazione dell'incidente accaduto

Tabella 4. Descrizione delle relazioni del team di investigazione.

3.5. Gestore

Il Gestore è "qualsiasi persona fisica o giuridica che detiene o gestisce uno stabilimento o un impianto in cui sono presenti sostanze pericolose, oppure a cui è stato delegato il potere economico o decisionale determinante per l'esercizio tecnico dello stabilimento o dell'impianto stesso" (ex art. 3 del d.lgs.105/15). In Tabella 5 sono descritte le relazioni che esistono tra il Gestore e gli altri componenti del sistema, inoltre, sono identificate le azioni di controllo e feedback coinvolti tra gli elementi.

Gestore		
Controllore di	Azioni di controllo imposte sulle entità controllate	Feedback inviato dalle entità controllate
<ul style="list-style-type: none"> Staff della sicurezza 	<ul style="list-style-type: none"> Organizzazione, gestione e coordinamento Notifiche dei cambiamenti e modifiche d'impianto e sostanze 	<ul style="list-style-type: none"> Valutazione dei rischi Notifica e registro eventi (quasi incidenti, incidenti) e anomalie
Controllato da	Azioni di controllo imposte dalle entità controllori	Feedback inviato alle entità controllori
<ul style="list-style-type: none"> Autorità esecutiva 	<ul style="list-style-type: none"> Prescrizioni Raccomandazioni Notifica di avvio ispezione Rapporto di Sicurezza convalidato 	<ul style="list-style-type: none"> Notifica incidenti rilevanti Rapporto di Sicurezza
<ul style="list-style-type: none"> Team di ispezione 	<ul style="list-style-type: none"> Avvio di ispezione 	<ul style="list-style-type: none"> Documento politica di prevenzione di incidenti rilevanti Documentazione
<ul style="list-style-type: none"> Team di investigazione 	<ul style="list-style-type: none"> Investigazione incidente 	<ul style="list-style-type: none"> Documentazione dell'incidente

Tabella 5. Descrizione delle relazioni del Gestore.

3.6. Staff della sicurezza

Lo staff della sicurezza è inteso come la funzione aziendale responsabile delle attività svolte in ambito di mantenimento delle condizioni di sicurezza dell'impianto che, se competente in materia, ha anche il compito di coadiuvare il Gestore nell'organizzare la struttura del SGS e nell'elaborare la valutazione dei rischi associati alle sostanze pericolose e adottare idonee misure tecniche e gestionali per garantire la sicurezza. In Tabella 6 sono descritte le relazioni che esistono tra lo staff della sicurezza rappresentato dal RSPP e/o servizio HSE (Health, Safety and Environment) e gli altri componenti del sistema; inoltre, sono identificate le azioni di controllo e feedback coinvolti tra gli elementi.

Staff della sicurezza		
Controllore di	Azioni di controllo imposte sulle entità controllate	Feedback inviato dalle entità controllate
<ul style="list-style-type: none"> Lavoratori (stabilimento) 	<ul style="list-style-type: none"> Nessuna 	<ul style="list-style-type: none"> Nessuno
Controllato da	Azioni di controllo imposte dalle entità controllori	Feedback inviato alle entità controllori
<ul style="list-style-type: none"> Gestore 	<ul style="list-style-type: none"> Organizzazione, gestione e coordinamento Notifiche dei cambiamenti e modifiche d'impianto e sostanze 	<ul style="list-style-type: none"> Valutazione dei rischi Notifica eventi (quasi incidenti, incidenti)

Tabella 4. Descrizione delle relazioni dello staff della sicurezza

L'analisi fornisce informazioni sugli aspetti gestionali ed organizzativi e le loro interazioni. Lo staff della sicurezza svolge un ruolo fondamentale nella definizione e implementazione tecnico-operativa del sistema gestionale aziendale (non considerato ai fini di questa analisi). In particolare, la sua presenza e le sue competenze consentono di modulare le interazioni e le relazioni tra i dipendenti, adattandole alle specifiche esigenze del processo industriale considerato. Al di sotto dello staff della sicurezza si trovano tutti coloro che, a vario titolo, costituiscono l'organizzazione aziendale. Su questa base, l'analisi del presente lavoro si limita allo studio delle relazioni che esistono tra Autorità legislative e lo staff della sicurezza aziendale, ma suggerisce un'ulteriore estensione del modello STAMP aggiungendo i componenti più prettamente operativi del processo industriale desiderato.

4. Conclusioni

Questo lavoro di ricerca investiga il tema della gestione dei rischi per la prevenzione di incidenti rilevanti presso organizzazioni che utilizzano sostanze pericolose e che per questo motivo devono rispondere a quanto definito nella Direttiva Seveso III e nel d.lgs. 105/15. L'obiettivo principale di questo lavoro è di testare un modello di analisi dei processi basato sulla normativa citata, conducendo un'analisi qualitativa delle interazioni tra tutti coloro che sono coinvolti e fornendo uno strumento per la gestione della sicurezza da cui trarre un vantaggio competitivo. Sono stati rappresentati gli aspetti relativi alle ispezioni SGS-PIR svolte negli impianti (così come stabilito dal Decreto) tramite un modello di analisi in grado di individuare le possibili cause di incidenti. Il modello rimane generale, ossia applicabile a diverse tipologie di stabilimenti Seveso, al fine di fornire un modello di analisi dei rischi universale che possa integrare i vari aspetti normativi di questo settore. Il risultato consiste nella creazione di un modello sistemico che mappa tutti gli attori coinvolti a livello organizzativo nella gestione della sicurezza di una generica industria Seveso, tenendo conto dei ruoli e delle responsabilità, identificando tutte le azioni di controllo e i relativi feedback che consentono di mantenere il sistema in uno stato di rischio

minimo. Il modello evidenzia come all'interno di sistemi complessi le relazioni causa-effetto non siano lineari e come possano derivare: (i) dal mancato rafforzamento dei vincoli di sicurezza portando a violazioni e generando gravi conseguenze, o (ii) dal disallineamento tra il modello di processo degli attori coinvolti, e la realtà che porta a misure correttive errate o non efficaci. Si noti come il modello presentato rappresenti una semplificazione dell'intero processo di ispezione in ambito Seveso. Alla luce di ciò, futuri sviluppi sono necessari per dettagliare ulteriormente il modello, aggiungendo agenti tecnico-operativi, e specifiche d'impianto. Tale modello dovrà essere validato con esperti per evidenziare agenti e relazioni attualmente non mappati, fornendo una rappresentazione completa e dettagliata della direttiva Seveso.

Se da un lato questo studio fornisce, quindi, un valido supporto alle organizzazioni dal punto di vista della gestione del rischio in un contesto in cui questo tema sta diventando sempre più problematico e sfidante, dall'altro è importante anche riconoscerne i limiti. Un approccio puramente qualitativo per affrontare e gestire i rischi di incidenti rilevante non è sufficiente per garantire una risposta proattiva al problema. Si potrebbero, quindi, condurre ulteriori studi con il fine di integrare il modello con un'analisi semi-quantitativa. Ad esempio, le tecniche CAST [13] o STPA [14] potrebbero essere utilizzate per approfondire la struttura del sistema realizzato e analizzare l'efficienza e l'efficacia del flusso di informazioni all'interno del sistema, o il peso di ogni attore nella prevenzione degli incidenti.

Acknowledgement

Questo lavoro è parte del progetto di ricerca BRIC 2022 – ID02 framework Resilience Engineering for Safe Energy Transition (RE-SET).

Bibliografia

- [1] S. Dekker, P. Cilliers, and J. H. Hofmeyr, "The complexity of failure: Implications of complexity theory for safety investigations," *Saf Sci*, vol. 49, no. 6, pp. 939–945, Jul. 2011, doi: 10.1016/j.ssci.2011.01.008.
- [2] W. Elmaraghy, H. Elmaraghy, T. Tomiyama, and L. Monostori, "Complexity in engineering design and manufacturing," *CIRP Ann Manuf Technol*, vol. 61, no. 2, pp. 793–814, 2012, doi: 10.1016/j.cirp.2012.05.001.
- [3] Repubblica Italiana, "Decreto Legislativo 26 giugno 2015, n. 105. Attuazione della Direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose.," 2015.
- [4] European Union, "Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC," 2012.
- [5] N. Leveson, "Applying systems thinking to analyze and learn from events," *Saf Sci*, vol. 49, no. 1, pp. 55–64, Jan. 2011, doi: 10.1016/j.ssci.2009.12.021.

- [6] N. Leveson, "A new accident model for engineering safer systems," *Saf Sci*, vol. 42, no. 4, pp. 237–270, Apr. 2004, doi: 10.1016/S0925-7535(03)00047-X.
- [7] N. Leveson, *Engineering a Safer World: Systems Thinking Applied to Safety*. Cambridge: MIT Press, 2011.
- [8] N. Leveson and J. Thomas, *STPA Handbook*. 2018.
- [9] A. J. Nakhal A, R. Patriarca, M. Tronci, P. Agnello, S. M. Ansaldi, and A. Ledda, "A STAMP Model for Safety Analysis in Industrial Plants," *Chem Eng Trans*, vol. 91, 2022, doi: 10.3303/CET2291068.
- [10] S. Biswal, "CogniCAST: An extension to CAST with human cognition Causal Analysis based on STAMP View project CogniCAST An extension to CAST with human cognition," 2019, doi: 10.13140/RG.2.2.23169.07521.
- [11] UNI, "UNI 10616:2022. Stabilimenti con pericolo di incidente rilevante - Sistemi di gestione della sicurezza - Linee guida per l'applicazione della UNI 10617.," 2022.
- [12] UNI, "UNI 10617:2019. Stabilimenti con pericolo di incidente rilevante - Sistemi di gestione della sicurezza - Requisiti essenziali.," 2019.
- [13] A. J. Nakhal A, G. D. Gravio, L. Fedele, and R. Patriarca, "Learning from Incidents in Socio-Technical Systems: A Systems-Theoretic Analysis in the Railway Sector," *Infrastructures (Basel)*, vol. 7, no. 7, 2022, doi: 10.3390/infrastructures7070090.
- [14] M. Chaal, O. A. Valdez Banda, J. A. Glomsrud, S. Basnet, S. Hirdaris, and P. Kujala, "A framework to model the STPA hierarchical control structure of an autonomous ship," *Saf Sci*, vol. 132, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.ssci.2020.104939.

Studio finalizzato ad una diversificazione energetica integrata all'interno di uno stabilimento a rischio rilevante

V. Prete¹, G. Gorrino², S. Manna², A. Urso¹, I. Briasco³, P. Anesa³, A. Brossa³, N. Proietti³, G. Odino⁴

¹Inail - Uot di Alessandria

²Inail - Uot di Roma

³ICE S.p.A.

⁴Studio Ing. Odino

Abstract

La società ICE S.p.A. di Basaluzzo (AL), azienda a rischio di incidente rilevante opera nel settore chimico farmaceutico, per la produzione di principi attivi per l'industria farmaceutica. I processi per le diverse produzioni necessitano di ingenti quantità di vapore prodotto attualmente con generatori alimentati a gas metano con elevatissimi consumi di quest'ultimo, in aumento in relazione all'espansione produttiva dello stabilimento. Lo scopo degli interventi è quello di ridurre il più possibile la dipendenza dai combustibili fossili attraverso investimenti in termini di diversificazione delle fonti energetiche all'interno del sito di Basaluzzo. Le azioni previste si riassumono principalmente in 3 progetti: - produzione di vapore tramite combustione di biogas generato dal trattamento anaerobico dei reflui di scarico dello stabilimento: circa 6% di risparmio sui consumi di gas metano; - produzione di vapore tramite generatore di vapore elettrico alimentato dall'energia generata da un campo fotovoltaico 2.621 kWp: circa 12.5% di risparmio sui consumi di gas metano; - produzione di vapore tramite generatore di vapore alimentato a biomassa della potenzialità di 2.4 MW alimentata da combustibile solido: circa 20% di risparmio sui consumi di combustibile gas metano. Ciascuno di questi progetti verrà integrato in un unico sistema interconnesso e automatizzato di gestione della produzione di vapore che, a seconda delle richieste del processo produttivo ed in funzione della disponibilità e qualità delle diverse fonti energetiche, privilegerà l'uso di fonti rinnovabili. Il presente studio vuole costituire uno spunto di riflessione anche per altre aziende che abbiano come obiettivo di intraprendere la strada della transizione energetica.

Keywords: diversificazione energetica, fonti rinnovabili, consumi.

1. Introduzione

I processi necessari per le diverse produzioni dell'azienda chimico farmaceutica oggetto della memoria utilizzano ingenti quantità di vapore prodotto attualmente con generatori alimentati a gas metano con conseguenti elevatissimi consumi di

quest'ultimo in aumento anche in relazione all'espansione produttiva dello stabilimento.

Attualmente i reflui sono inviati a trattamenti consortili esterni senza alcun recupero energetico e con un grosso carico di inquinante organico.

Dei vari progetti ipotizzati ad oggi è stato realizzato solo il primo consistente nella produzione di vapore tramite combustione di biogas prodotto dalla digestione anaerobica dei reflui.

Tale progetto di diversificazione energetica nasce dalla possibilità di convertire il carico organico inquinante dei reflui di processo tramite l'azione di batteri anaerobi in biogas, come fonte energetica di recupero utilizzata in sostituzione del combustibile fossile.

L'impianto realizzato consente pertanto di abbassare il carico inquinante verso l'esterno e di recuperare energia per la produzione del vapore impiegato nei processi produttivi come fluido riscaldante dei reattori.

All'interno dell'impianto di depurazione avvengono anche i seguenti processi di recupero energetico:

- Il refluo in ingresso al reattore anaerobico viene preriscaldato recuperando calore dall'uscita del reattore stesso tramite uno scambiatore di calore;
- Il ricircolo del reattore anaerobico viene mantenuto alla temperatura di 35°C, ottimale per la vita dei batteri anaerobici, tramite scambio termico con l'acqua di raffreddamento dell'impianto di cogenerazione.

Un ulteriore sviluppo dell'impianto di depurazione potrebbe consentire la realizzazione di un ciclo chiuso di riutilizzo dell'acqua all'interno del processo produttivo limitandone l'emungimento da falda sotterranea.

Tale sviluppo consisterebbe nell'eliminazione di un ulteriore ultimo inquinante, rimasto nelle acque dopo il trattamento biologico, ovvero la concentrazione salina, tramite l'ausilio di processi di ultrafiltrazione associati ad evaporatori a duplice o triplice effetto.

2. Impianto di depurazione e produzione di biogas

Il primo progetto realizzato è quello di trattamento degli effluenti interni dello stabilimento tramite processo biologico.



Figura 1. Layout 3D dell'impianto

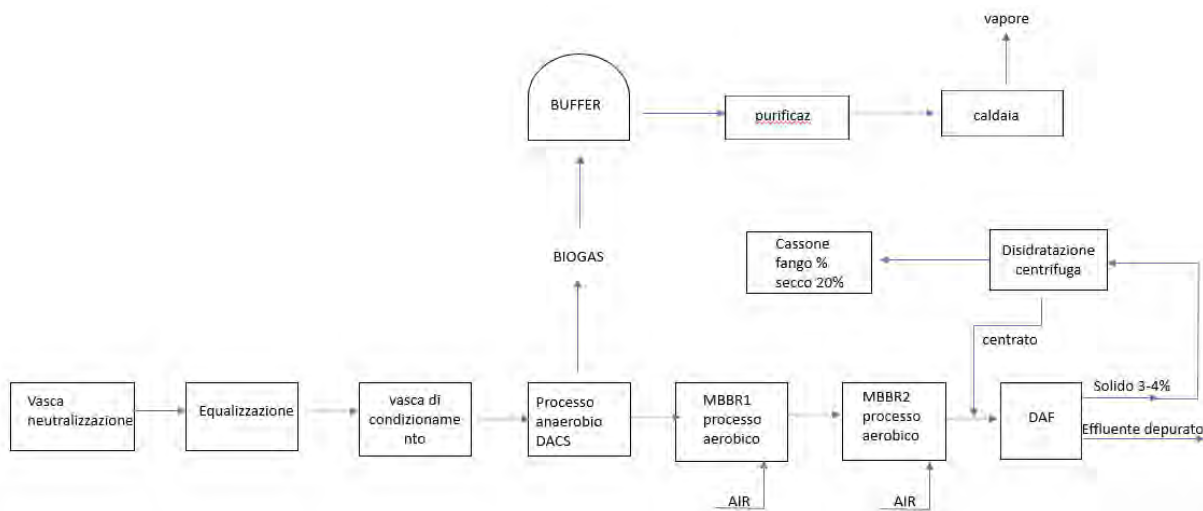


Figura 2. Schema a blocchi semplificato del processo di trattamento biologico

L'impianto di trattamento reflui interno verrà alimentato dalla esistente vasca di equalizzazione e omogeneizzazione presente in stabilimento.

A progetto, la portata media è di 30 m³/h e la concentrazione di COD (Chemical Oxygen Demand) è pari a 8000 mg/l.

L'impianto raccoglie tutti i reflui provenienti dallo stabilimento in una nuova vasca di equalizzazione, al fine di limitare le fluttuazioni di carico idraulico e di concentrazione che possano sfuggire al sistema preesistente di fabbrica.

All'interno della vasca di equalizzazione vengono dosati micronutrienti, urea e acido fosforico in quantità tali da ottenere un giusto equilibrio e valore di pH necessari all'ottenimento di un ottimale sviluppo della flora batterica presente nei reattori anaerobici e aerobici dell'impianto di trattamento.

Dopo l'equalizzazione il refluo viene inviato alla vasca di condizionamento.

Al fine di ottenere il pH ottimale richiesto dai microrganismi presenti nelle fasi successive del trattamento viene immessa soda caustica. Questa unità riceve inoltre una corrente di ricircolo proveniente dal digestore anaerobico, ricca di anidride carbonica e bicarbonati. Nella vasca di condizionamento, si libera quindi anidride carbonica riducendo l'acidità del sistema con conseguente riduzione della richiesta di soda caustica.

Il refluo in uscita dalla vasca di condizionamento si divide in due correnti:

- Una parte viene inviata in uno scambiatore a piastre che utilizza come fluido riscaldante l'acqua calda di recupero proveniente dall'unità di cogenerazione al fine di ottenere la temperatura del refluo richiesta alla vasca di condizionamento, e quindi al digestore anaerobico, che costituisce l'unità successiva.
- Una parte viene inviata al digestore anaerobico (DACs) alla temperatura idonea per il suo corretto funzionamento.

2.1 La tecnologia DACS (Downflow - Anaerobic - Carrier - System),

L'innovativa tecnologia di depurazione adottata, denominata DACS è caratterizzata da ridotte dimensioni dell'impianto, dal contenimento degli odori e da ridotti costi

operativi.

Detta tecnologia permette di produrre biogas come fonte di energia dal carico organico, evitando di utilizzare una quantità significativa di energia per convertire questi componenti in CO₂ e fanghi destinati allo smaltimento.

A tale scopo risulta fondamentale l'utilizzo di "carriers" con elevata superficie interna, i quali agiscono come una sorta di "casa" galleggiante per i batteri anaerobici.

Il sistema è molto flessibile nell'adattarsi alle dimensioni e alla configurazione specifiche del serbatoio ed utilizzando il principio del flusso in controcorrente non necessita costosi separatori a tre fasi.



Figura 3. Serbatoio DACS



Figura 4. "carriers" con e senza batteri anaerobici

Le acque reflue sono immesse nel reattore anaerobico (DACs) dopo una prima fase di equalizzazione ed omogenizzazione, entrano dall'alto del reattore, appena sotto il "tetto", e scorrono verso il basso attraverso il letto di carriers fino all'uscita dell'effluente depurato sul fondo del reattore.

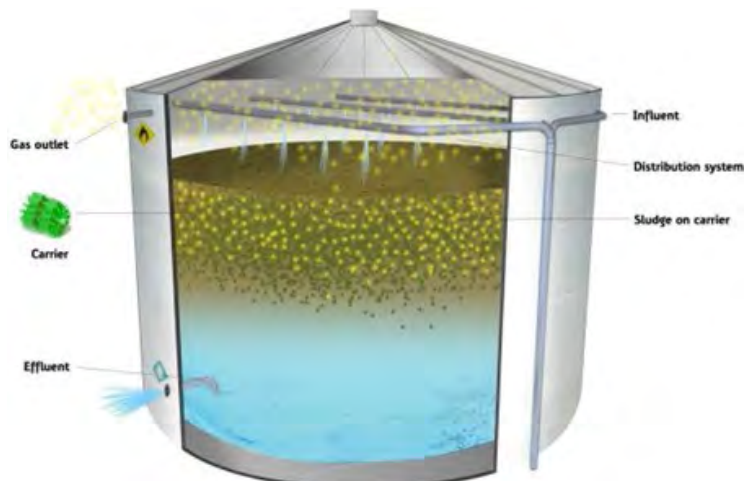


Figura 5. Schema Serbatoio DACS

I carriers sono piccoli supporti inerti aventi un'elevata superficie specifica ($650 \text{ m}^2/\text{m}^3$) sulla quale si forma il biofilm microbico che rappresenta l'elemento fondamentale per la rimozione degli inquinanti.

Durante il processo di trattamento i supporti "galleggianti" a cui è adesa la biomassa si muovono verso l'alto, in direzione controcorrente, insieme al biogas prodotto che viene raccolto sotto il "tetto", mentre le acque reflue depurate per circa il 70% del loro carico, escono dal compartimento anaerobico attraverso un tubo di scarico posto nella parte inferiore del reattore verso il trattamento aerobico (MBBR).

Questo processo biologico avviene in condizioni anossiche in quanto i batteri atti alla rimozione del substrato sono anaerobi: essi convertono parte del substrato carbonioso presente nel refluo (70% di rimozione del COD in ingresso) in biogas, una miscela gassosa costituita principalmente da metano (70-80%), anidride carbonica (20-29%) e tracce di solfuro d'idrogeno.

Il biogas prodotto (circa $60 \text{ Nm}^3/\text{h}$) viene previamente stoccato in un accumulatore pressostatico (biogas buffer) ed in seguito inviato ad un'apposita sezione di purificazione costituita da un bio-scrubber, un deumidificatore e una sezione a carboni attivi, al fine di eliminare le impurezze.

2.2. Biogas Buffer

Il biogas buffer (50 m^3) assorbe i picchi di produzione per garantire un funzionamento regolare del generatore di vapore e della torcia di emergenza. Il biogas fluirà, a pressione controllata, al trattamento del biogas prima di alimentare il generatore di vapore o, in circostanze di emergenza, durante operazioni di manutenzione del generatore di vapore e in caso di attività ridotta dell'impianto, alla torcia di emergenza.

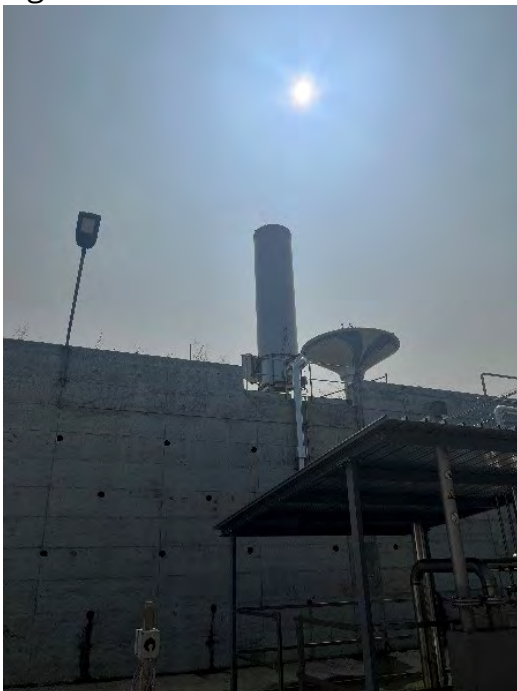


Figura 6. Torcia

01	Valvola intercettazione	Shut-off valve
02	Linea principale gas	Main gas train
03	Elemento rompi-fiamma	Flame arrester
04	Schermo antivento	Windshield
05	Elettrodo accensione	Ignition electrode
06	Sonda UV (controllo fiamma)	UV sensor (flame monitoring)
07	Quadro controllo	Control cabinet
08	Linea pilota	Pilot line
09	Soffiante (opzionale)	Gas blower / booster (optional)

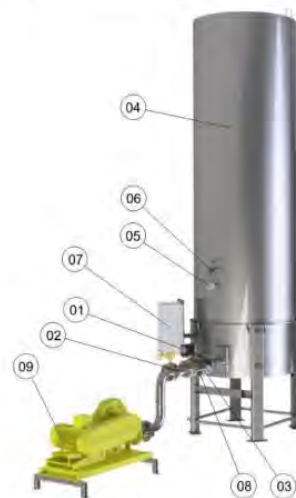


Figura 7. Schema Torcia

La torcia è a fiamma completamente non visibile e si avvia in automatico al raggiungimento di un set point di allarme del livello del biogas buffer.



Figura 8. Biogas buffer

2.3. Purificazione del biogas e filtri a carboni attivi

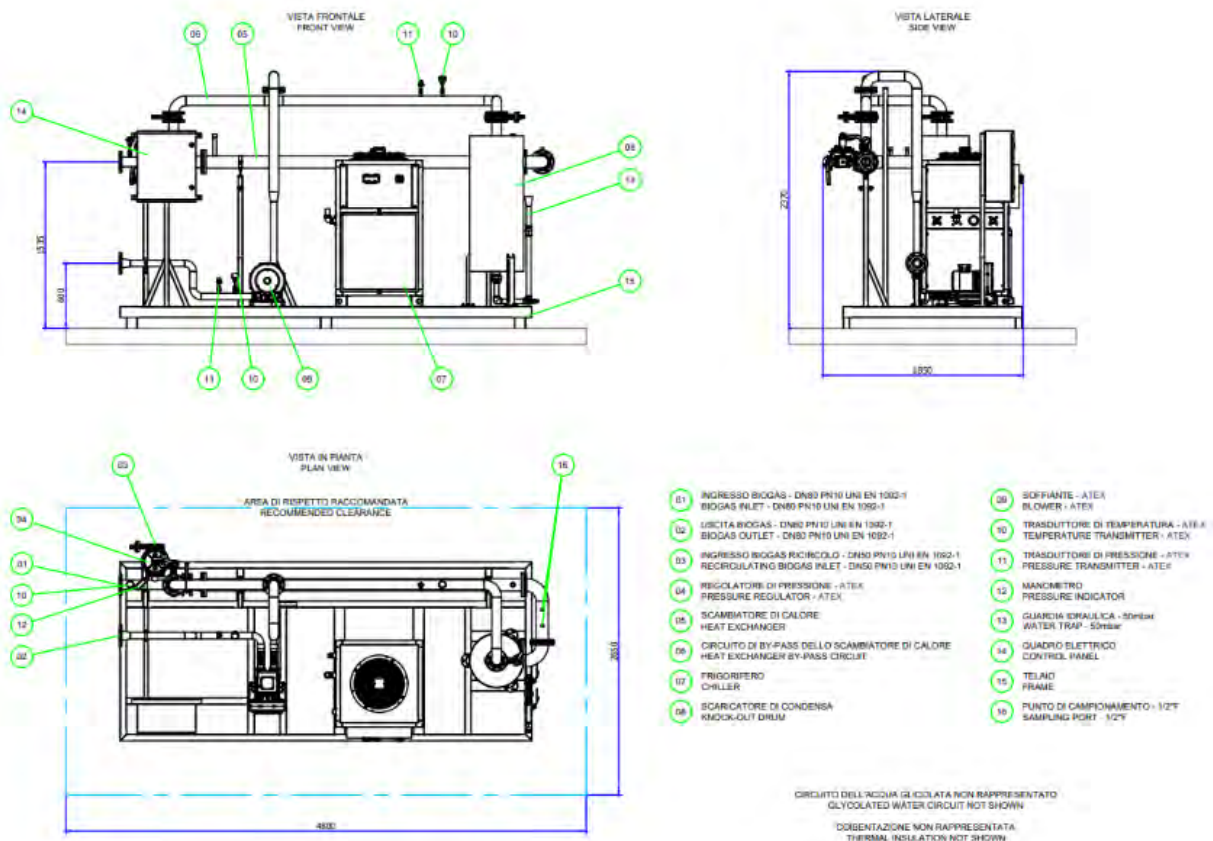


Figura 9. Impianto di purificazione

Il biogas prodotto nel reattore anaerobico (DACS) contiene metano, CO₂ e altre impurezze principalmente consistenti in solfuro di idrogeno (H₂S). Per questo motivo, prima di essere utilizzato, il biogas deve essere purificato: in particolare deve essere deumidificato e deve essere rimosso il solfuro di idrogeno.

Il sistema di purificazione è composto da:

- Scambiatore di calore a fascio tubiero
- Filtro combinato di aspirazione
- Chiller
- Circuito integrato di acqua refrigerata
- Compressore del biogas
- Due filtri a carbone attivo in parallelo

La concentrazione tipica di H_2S nel biogas all'uscita dell'unità di purificazione a carboni attivi è generalmente inferiore a 50 ppm, in funzione del carico di H_2S .

Il sistema di deumidificazione scarica la condensa in un pozzetto in cui il livello viene mantenuto da una pompa. L'eventuale reintegro di acqua potabile funge anche da guardia idraulica per la linea di distribuzione biogas.



Figura 10. Impianto di purificazione

3. Utilizzo del biogas per produzione di vapore

3.1 Generatore di vapore

Dopo la fase di purificazione (essiccazione e rimozione H_2S), il biogas è utilizzato in un generatore di vapore dedicato al biogas caratterizzato da una potenzialità di 488 kW.



Figura 11. Generatore di vapore

Il generatore di vapore regola il proprio funzionamento in funzione del mantenimento di un livello costante all'interno del buffer biogas, andando a modificare il carico del bruciatore in funzione del flusso di biogas prodotto e accumulato all'interno del buffer.

4. Trattamento aerobico

Il refluo in uscita dal fondo del reattore anaerobico viene inviato inizialmente in un Riser, un'unità che permette di controllare il profilo idraulico presente all'interno del DACS, inviando parte del refluo a monte della vasca di condizionamento.

Un'altra funzione del riser consiste nel rilasciare parte degli off-gas generati dal processo. Gli off-gas vengono collettati in un'unica linea e inviati al sistema interno di trattamento di (postcombustore) o al sistema di back up interno al depuratore (ossidazione come aria falsa nei reattori aerobici).

Il refluo viene convogliato in una ulteriore sezione di purificazione biologica costituita da due reattori disposti in serie.

Questi due reattori al cui interno è presente un letto di carriers responsabile dello sviluppo del biofilm presentano una configurazione MBBR (Moving Bed Bio Reactor). Il processo depurativo avviene tramite un processo microbico aerobico, i reattori vengono aerati costantemente al fine di mantenere un'idonea concentrazione di ossigeno disciolto nel refluo necessaria allo sviluppo e alla crescita dei microrganismi. Grazie all'aerazione, i carriers si ritrovano in continuo movimento nel refluo creando così la configurazione "a letto mobile". Questa sezione biologica permette la possibilità di dosare prodotti antischiuma nel caso di sbilanciamento del processo con formazione di schiume.

Il refluo, depurato, in uscita dal processo biologico viene inviato al DAF (Dissolved Air Flotation) questa unità ha lo scopo di chiarificare il refluo separando la parte solida dal refluo depurato.

Per questa operazione, all'interno del DAF viene dosato un polielettrolita (reagente chimico avente la funzione di flocculante) i flocculanti di fango formati risalendo in superficie, grazie all'inserzione di aria compressa, permettono la separazione della parte solida dall'effluente chiarificato.

In uscita al DAF vi sono due correnti principali:

- L'effluente chiarificato e depurato, con concentrazione di COD inferiore a 500 mg/l, che verrà inviato ai rispettivi depuratori pubblici.
- L'effluente concentrato di fango, con percentuale di sostanza secca pari al 3% che viene inviato alla sezione di trattamento fanghi.

Nella sezione trattamento fanghi avviene la disidratazione e la stabilizzazione del fango. Il fango viene inviato alla centrifuga che permette la separazione della sostanza secca dalla sostanza liquida si avrà una corrente solida avente il 15-20% di sostanza secca che viene inviata al container di raccolta e un una corrente liquida che

viene inviata a monte del DAF. I fanghi vengono raccolti in un apposito container a chiusura non ermetica costituita da un, telone.

Questa sezione prevede un serbatoio di raccolta fanghi che permette la raccolta del fango durante le ore di non funzionamento della centrifuga

Il refluo risulta completamente depurato con un'efficienza di rimozione superiore al 90% del carico organico.

L'impianto riceve un refluo avente 7000 mg/l di COD, dopo il DACS il refluo in uscita ha una concentrazione ridotta pari a circa 1700-2000 mg/l di COD e in fine in uscita al MBBR, dopo la separazione dal fango, la concentrazione nell'effluente finale è inferiore a 500 mg/l di COD.

Il fango sperato dal DAF verrà poi ulteriormente essiccato ed inviato a smaltimento.

5. Conclusioni

Con questo sistema l'impianto riesce a trattare circa 200.000 m³/anno di refluo abbattendo il COD da 8000 g/m³ a 500 g/m³ con un'efficienza di abbattimento maggiore del 90%.

In questo modo si produrranno 70 Nm³/h di biogas con la conseguente generazione di circa 580 kg/h di vapore che costituiscono il 6-7% dell'attuale fabbisogno annuo di vapore. In questo modo si ha una riduzione di consumo annuo di metano del 6%.

Un ulteriore spunto di sviluppo futuro del progetto potrebbe essere la possibilità di essiccare ulteriormente il fango prodotto e produrre dei pellet aventi ancora contenuto energetico recuperabile.

La Ditta sta realizzando un proprio piano pluriennale di riduzione delle emissioni di CO₂, che verrà usato come road map per i prossimi investimenti futuri in termini di consumi energetici, in base all'esito di questa valutazione verranno definiti i prossimi interventi.

Bibliografia

[1] Manuali d'uso e manutenzione delle attrezzature installate

[2] M. Hans, S. Kumar. Biohythane production in two-stage anaerobic digestion system. 2018.

[3] Giuseppe Campo. Pretrattamenti finalizzati all'ottimizzazione della digestione anaerobica dei fanghi di depurazione. Politecnico di Torino. 2013.

[4] P. Khongkliang, P. Kongjan, S. O-Thong. Hydrogen and Methane Production from Starch Processing Wastewater by Thermophilic Two-Stage Anaerobic Digestion. 2015.

[5] P. Cozma, W. Wukovits, I. Mămăligă, A. Friedl, M. Gavrilăscu. Analysis and Modelling of the Solubility of Biogas Components in Water for Physical Absorption Processes. *Environmental Engineering and Management Journal*. 2013;12(1):147-62.

Curve di danneggiamento di SSC in ambito RIR: applicazione della teoria della dinamica aleatoria

N. Mordà¹, C. De Simone²

¹INCOSER srl Torino

²Studio Professionale DE SIMONE Torino

Abstract

Il comparto industriale – e specificamente quello degli stabilimenti a rischio incidente rilevante “RIR” (classificati in Italia di soglia inferiore (SI) o superiore (SS)¹ in base al D.Lgs.105/2015, di recepimento della Direttiva 2012/18/UE) – sembra spesso basare l’analisi di rischio sismico su un approccio civile mutuato dalla “mera” applicazione delle formulazioni delle Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC) dedicate marcatamente ai fabbricati. In una più corretta ottica di approccio di progettazione sismica *Risk Based*, presentata dagli autori nell’edizione SAFAP 2016, diventa indispensabile avere a disposizione uno strumento tecnicamente affidabile ed efficiente per costruire le funzioni di danneggiamento specifiche per Sistemi, Strutture e Componenti (nel seguito SSC) - e non già per classi omologhe – da poter utilizzare nell’Analisi Quantitativa di Rischio Sismico (QRSA) e nelle relative “correlazioni di flusso logico” che collochino correttamente il potenziale

¹ Da questa suddivisione possono derivare differenti obblighi come, ad esempio, per gli stabilimenti di soglia superiore, la redazione del Rapporto di Sicurezza o la predisposizione del Piano di Emergenza Interna (PEI).

Per entrambe le tipologie di stabilimento è prevista la predisposizione di un Piano di Emergenza Esterno (PEE) redatto dalla Prefettura territorialmente competente e l’effettuazione dei controlli in impianto (verifiche ispettive).

Le ispezioni degli stabilimenti RIR sono svolte al fine di consentire un esame pianificato e sistematico dei sistemi tecnici, organizzativi ed di gestione applicati nello stabilimento e sono pianificate, programmate ed effettuate sulla base di criteri e modalità definiti. Per gli stabilimenti SS il piano delle ispezioni viene predisposto a livello nazionale dal Ministero dell’Interno in collaborazione con ISPRA e quindi declinato dal CTR; le Regioni predispongono piani regionali riguardanti tutti gli stabilimenti di soglia inferiore siti nell’ambito dei rispettivi territori.

L’art.11 del D.Lgs. 26/06/2015, n.105 prevede infine il “Coordinamento per l’uniforme applicazione sul territorio nazionale”, istituito presso il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) e composto da rappresentanti del MATTM, del Dipartimento di protezione civile presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, del Ministero dell’interno, delle infrastrutture e trasporti, dello sviluppo economico, della salute, delle regioni e province autonome, dell’Associazione nazionale comuni d’Italia (ANCI). Partecipano, inoltre, al Coordinamento rappresentanti del Corpo nazionale dei vigili del fuoco, dell’INAIL, dell’Istituto superiore di sanità nonché, in rappresentanza del Sistema nazionale per la protezione ambientale, esperti dell’ISPRA e, su indicazione della regione o provincia autonoma di appartenenza, delle agenzie regionali e provinciali per la protezione dell’ambiente.

danneggiamento da sisma all'interno della Valutazione del Rischio (VdR) aziendale e degli effettivi scenari propri dello specifico processo produttivo.

Ciò consente di calibrare la nuova progettazione (o la verifica di vulnerabilità, nel caso di stabilimenti esistenti) nell'ambito del rispetto dei requisiti di capacità sismica che l'analisi di rischio impone, potendo differenziare in modo specifico i vari SSC in relazione alla "rilevanza di processo", con intuibili vantaggi pratici, operativi ed ispettivi.

Il punto cruciale dell'analisi è la definizione della specifica curva di danneggiamento con riferimento a specifici stati di danno che, benché trattata ampiamente nella letteratura specialistica, è affrontata con riferimento a massive analisi *time-history* (non lineari) che portano ad un'onerosità procedurale perseguibile solo in ambito di ricerca. In ambito tecnico-operativo, invece, sarebbe auspicabile disporre di una procedura più agile, ma altrettanto accurata e necessariamente conforme alle NTC vigenti, con chiara e coerente esplicitazione della descrizione di base dell'azione sismica (spettro elastico e parametri di pericolosità sismica).

La memoria propone, nelle sue linee teoriche, una procedura pratica dedicata alla costruzione di tali curve basata sulla teoria delle vibrazioni random delle strutture (RVT), che rappresenta un approccio duale del problema sismico ed oramai consolidata da molti decenni. La RVT presenta un notevole sviluppo matematico iniziale che, una volta esperito, costituisce una base diretta e speditiva per tutti i calcoli di natura probabilistica insiti nell'analisi QRSA.

Il caso di studio è rappresentato dai serbatoi sferici che, nonostante la loro semplicità di forma, presentano una serie di peculiarità ed una scarsa contestualizzazione normativa: ciò che li rende particolarmente interessanti sul piano della ricerca applicata.

Keywords: rischio sismico, analisi di rischio, QRSA.

1 Analisi sismica aleatoria delle strutture

L'Eurocodice 8 (EC8) [1] statuisce che *"La natura aleatoria degli eventi sismici e la limitatezza dei mezzi disponibili per valutarne gli effetti sono tali per cui il raggiungimento di tali scopi sia possibile solo in maniera parziale e misurabile solo in termini probabilistici. Il grado di protezione che può essere applicato alle diverse categorie di edifici, misurabile solamente in termini probabilistici."* Ciò è ancora più vero in contesti in cui l'Analisi Quantitativa di Rischio è l'approccio progettuale ordinario ed è questo il caso degli stabilimenti RIR nei quali la misura diretta della probabilità di default di strutture, sistemi o componenti (SSC) diventa la modalità di verifica riferimento. Difatti le verifiche in tale ambiente antropico sono basate sulle probabilità di accadimento di alcuni eventi come imposto dal DM 9/5/2001 [2], [9] che definisce delle specifiche probabilità di evento. In questa analisi il sisma si colloca naturalmente stante la definizione dell'EC8 e deve essere temperato in termini di effetti probabilistici su SSC nell'ambito del processo di Valutazione Quantitativa di Rischio [4]. L'analisi

probabilistica degli effetti sismici può essere condotta con approccio diretto – ossia con una serie di time-history lineari e non lineari (LTH e NLTH) basate su accelerogrammi spettro-compatibili – ovvero tramite l’approccio della Dinamica Aleatoria (RVT) che si basa sulla caratterizzazione del processo aleatorio “evento sismico” tramite la Densità Spettrale di Potenza (PSD) che rappresenta il duale dello spettro di risposta.

Entrambi gli approcci, se correttamente utilizzati, conseguono il risultato atteso. La differenza sta eminentemente nello “sforzo computazionale” richiesto dalle NLTH, dato dall’onerosità dell’analisi-oltre la soglia di azione sismica, a partire dalla quale il comportamento strutturale evolve in campo plastico [3].

L’analisi aleatoria (RVT) – ormai consolidata da decenni di utilizzo in un’ampia serie di applicazioni – costituisce uno strumento più agile che consente di rappresentare statisticamente il moto sismico al suolo e di calcolare il valore di picco atteso.

In pratica, la RVT può essere collocata in un quadro teorico che mette in relazione il contenuto di frequenza e la durata del moto con la distribuzione probabilistica del picco massimo della risposta [5]. Da ciò si intuisce come, da un punto di vista operativo, tale apparato teorico sia di grande interesse per l’ingegnere che deve necessariamente trattare le variabili di controllo del sistema meccanico soggetto all’azione sismica tramite le probabilità di superamento di certe soglie che definiscono specifici stati di danno (*Damage States, DS*), lasciando, eventualmente, alle NLTH il ruolo di controllo finale della progettazione [3]. Anche al RVT non è scevra da onerosità: essa è incardinata sulla PSD che, per coerenza normativa, deve derivare dallo spettro di risposta (RS) previsto delle norme tecniche per le costruzioni (2018). Il passaggio diretto da PSD a RS è un calcolo semplice ma il passaggio da RS a PSD comporterebbe la soluzione di una equazione integrale; per la definizione della probabilità di superamento di una fissata barriera della risposta occorrerebbe poi calcolare una serie di integrali aggiuntivi decisamente articolati [3]. Inoltre, i sistemi non lineari non sono direttamente contemplati nella RVT: ciò implica il “pre-trattamento” con l’utilizzo delle tecniche di linearizzazione statistica [6]. Tuttavia, l’evoluzione della RVT ha prodotto delle espressioni di corrente utilizzo che consentono di superare tali difficoltà in modo pratico e diretto, senza incorrere in eccessivo onere computazionale rispetto alla pratica professionale. Per le strutture con comportamento meccanico non lineare, in alternativa alla definizione dello spettro di progetto tramite il fattore di comportamento q (che nell’ambito dei serbatoi sferici è affatto normato) viene proposta in questo studio la definizione di sistema lineare equivalente sviluppata da *Lin et al* [7], accolta con notevole interesse in ambito scientifico, date le problematiche evidenziate dal metodo q - μ -T recepito dalle NTC, e che si rivela di utile apporto pratico. Tale formulazione (non iterativa) utilizza direttamente curva di capacità e rapporto, R , tra la domanda elastica dell’oscillatore elementare e la sua soglia plastica, portando alla definizione di un oscillatore lineare equivalente che consente quindi di applicare le espressioni analitiche di passaggio da RS a PSD prodotte in forma chiusa da *Barone et al* [7].

Superati questi aspetti computazionali è dunque possibile calcolare il fattore di picco della risposta \mathbf{X}_p e la probabilità \mathbf{P}_f che esso superi una certa barriera $\mathbf{b} = \mathbf{X}_{\max}$ ossia, $\mathbf{P}_f = 1 - \mathbf{P}(\mathbf{X}_p \leq \mathbf{b})$ con le formulazioni teoriche di comprovata validità espresse in [8] adatte al contesto tecnico-operativo dell'analisi di rischio.

Resta sempre un elemento di attenzione per tutti il fatto che gli attuali spettri delle NTC non contemplano alcuni effetti specifici nel caso di zone epicentrali [9]; pertanto, se occorre investire risorse computazionali massive (NLTH), è utile che esse siano dislocate per verifica di una progettazione conforme alle NTC ma con parametri descrittivi del moto sismico che tengano debitamente in conto gli aspetti appena tratteggiati. Il successivo paragrafo tratta la tematica principale dello studio.

2 Analisi di rischio sismico di un sistema meccanico

2.1 Caratterizzazione statistica del processo sismico

La caratterizzazione del processo sismico sul piano statistico si sviluppa considerando l'evento come un processo Gaussiano stazionario come da prassi. La PSD è il dato di interesse per la sua caratterizzazione statistica. Per le finalità dello studio si considera un oscillatore elementare, caratterizzato dai noti parametri: periodo proprio elastico \mathbf{T}_0 e pulsazione ω_0 , massa e rigidità \mathbf{m} e \mathbf{k} , smorzamento ξ , soglia elastica \mathbf{f}_y , spostamento massimo \mathbf{d}_u . Per esso si determinano la risposta massima e la probabilità di non superamento di una certa barriera \mathbf{b} . Si da per nota la PSD $\mathbf{G} = \mathbf{G}(\omega)$ del processo aleatorio evento sismico che è assunta come derivata dallo spettro elastico fornito dalle NTC in quanto strumento legislativo cogente. La forma di tale funzione è la seguente:

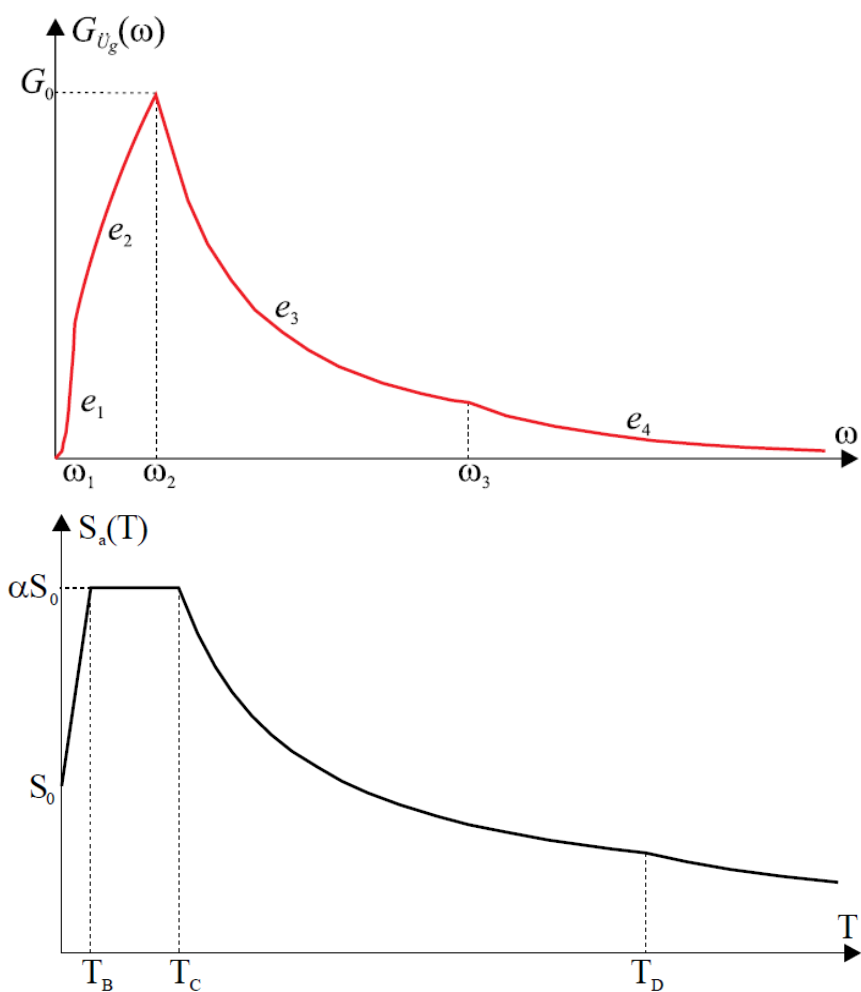


Figura 1. a) Grafico della PSD (in alto) coerente con lo spettro delle NTC; b) spettro NTC (in basso)

I valori delle pulsazioni ω_k sono determinati con la nota relazione: $\omega_k = 2\pi/T_k$; la corrispondenza con i periodi caratteristici dello spettro è definita alle precedenti figure (i.e. $T_B \sim \omega_1$ e analoghe).

L'espressione analitica di $G(\omega)^2$ è riportata di seguito:

²Nelle espressioni analitiche del testo si userà la notazione $G(\omega)$ intendendo la funzione della fig. 1sup.

$$G_u := \begin{cases} G_0 \left(\frac{\omega_1}{\omega_2} \right)^{e_2} \left(\frac{\omega}{\omega_1} \right)^{e_1} & 0 \leq \omega \text{ and } \omega < \omega_1 \\ G_0 \left(\frac{\omega}{\omega_2} \right)^{e_2} & \omega_1 \leq \omega \text{ and } \omega < \omega_2 \\ G_0 \left(\frac{\omega}{\omega_2} \right)^{e_3} & \omega_2 \leq \omega \text{ and } \omega < \omega_3 \\ G_0 \left(\frac{\omega_3}{\omega_2} \right)^{e_3} \left(\frac{\omega}{\omega_3} \right)^{e_4} & \omega_3 \leq \omega \end{cases}$$

$$\text{con: } G_0 := \frac{r \alpha^2 S_0^2}{\eta_u^2 \omega_2}$$

I parametri α ed S_0 rappresentano il fattore di amplificazione dello spettro $\alpha = F_0$ e l'accelerazione di ancoraggio dello spettro $S_0 = a_g * S$.

Gli esponenti invece $\{e_k\}$ sono forniti nella letteratura specializzata e dipendono dai successivi parametri:

$$\eta_u := \sqrt{2} \sqrt{\ln(2N_u) \left(1 - e^{-q_u^{1.2} \sqrt{\pi \ln(2N_u)}} \right)}$$

$$v_u := \frac{1}{2} \frac{\sqrt{\frac{\lambda_2}{\lambda_0}}}{\pi}$$

$$N_u := -\frac{1}{2} \frac{T_s \sqrt{\frac{\lambda_2}{\lambda_0}}}{\pi \ln(p)}$$

in cui:

λ_k = rappresenta il k -esimo momento spettrale della PSD;

p = probabilità del parametro della risposta; per $p=0.5$ si ha la mediana della risposta che è il dato d'interesse.

I calcoli che derivano sono articolati, ma sviluppati una volta per tutte diventano quindi di pratico utilizzo.

Con tale approccio è possibile costruire la PSD del processo aleatorio sismico coerente con lo spettro di risposta prescritto dalle vigenti norme tecniche, e per completezza per altre forme spettrali. Pertanto, la caratterizzazione del processo aleatorio è completa con la definizione della sua PSD.

2.2 Oscillatore elastico lineare equivalente al sistema elasto-plastico

Come detto in precedenza, la RVT non si presta ad essere utilizzata direttamente nel caso di sistemi non lineari. Dato che l'evento sismico severo risulta forzatamente

portare il sistema SSC verso la risposta in tale ambito, occorre quindi “recuperare” la linearità del sistema per beneficiare dell’applicazione della teoria aleatoria. In questa sede la proposta di studio applicativo è quella di sostituire il sistema non lineare reale con un sistema elastico-lineare “equivalente”. L’idea non è di certo nuova [7], ma il metodo scelto – di recente proposto da *Lin et al* [7] – porta con sé una serie di risvolti di sicuro interesse pratico, dato che il metodo “tradizionale” necessita della definizione della domanda di duttilità per poter linearizzare l’oscillatore, introducendo degli spettri sovrasmorzati; non essendo detta domanda di duttilità nota a priori, ciò porterebbe necessariamente ad un processo iterativo piuttosto dispendioso, cosa evitata con tale approccio.

Il metodo che evita anche l’uso dell’approccio $q-\mu-T$, fornisce delle indicazioni dirette per contemplare la variazione di periodo proprio dell’oscillatore elasto-plastico (perfetto) T_{eff} e del relativo smorzamento ξ_{eff} in relazione al fattore di riduzione della resistenza R (i.e. identico a q).

Il metodo si basa sulle seguenti equazioni:

$\frac{T_{eff}}{T_0} = 1 + \frac{A}{T_0^m} (R^k - 1)$	T_{eff} è il periodo proprio “efficace” del sistema NL T_0 è il periodo proprio del sistema lineare base
$\xi_{eff} = \xi_0 + \frac{B}{T_0^n} (R - 1)$	ξ_{eff} è lo smorzamento efficace che aumenta quello proprio iniziale (5%) ξ_0
$R = \frac{S_{ae}(T_0)}{a_y}$	Fattore di riduzione della resistenza, analogo a q . $S_{ae}(T_0)$ è l’accelerazione spettrale per il sito in esame valutata sullo spettro elastico; $a_y = f_y/m$.
$B = 1 - \frac{aT_{eff}^r}{(1 + T_{eff})^s}$ $a = k_1 + k_2 \ln(\xi_{eff})$	Fattore di modificazione dello spettro con smorzamento ξ_0 , che tiene conto dell’effetto delle nonlinearità meccanica del sistema e porta dallo spettro elastico a quello sovrasmorzato.
$S_{d,nl}^* = S_{de}(T_{eff}, \xi_0) * B(T_{eff}, \xi_{eff})$	Spettro in spostamento che tiene conto del comportamento NL dell’oscillatore.

Da qualche anno, nella letteratura tecnica specializzata, sulle espressioni $q-\mu-T$ emergono delle riserve di accuratezza del risultato in talune situazioni. Anche se dette espressioni vengono espressamente riportate all’interno delle NTC e relativa circolare applicativa (2019) data la responsabilità personale assunta dal professionista tecnico, è bene avere cognizione della tematica evidenziata dalla ricerca al fine di poter valutare delle alternative che – qualora più cautelative – possano essere adottate e solidamente supportate. Il metodo di *Lin* è considerato in letteratura più accurato nelle finalità che persegue (*Michel et al* 2017, *Diana et al* 2021).

Il fattore di riduzione della resistenza R è ottenuto una volta nota la soglia di plasticizzazione f_y del sistema e pertanto non occorre istituire alcuna iterazione, essendo esso un dato direttamente calcolabile.

2.3 Valutazione degli stati di danno DSK

Per le valutazioni di rischio occorre definire delle soglie del parametro caratterizzante la risposta strutturale (es. spostamento), che competono agli stati di evoluzione del danneggiamento: dai livelli più bassi, a quelli di maggior severità, sino al collasso. Ognuno di questi stati dovrà essere descritto, in termini di probabilità di superamento, da una forma matematica che dipende dal parametro di scuotimento scelto (tipicamente la massima accelerazione del suolo indotta dal sisma, *Peak Ground Acceleration* "PGA"). Tali stati di danno rappresentano le barriere $\pm b_k$ che fissano le soglie di funzionamento del sistema.

Gli stati di danno sono usualmente associati a punti specifici della curva di capacità; nel caso di serbatoi sferici *Moschonas et al.* (2014) propongono le seguenti definizioni:

Damage State	Threshold value δ_{DSi}
DS1: Minor/Slight Damage	$> 0.9 \cdot \delta_y$
DS2: Moderate Damage	$> \delta_y + (1/3) \cdot (\delta_u - \delta_y)$
DS3: Major/Extensive Damage	$> \delta_y + (2/3) \cdot (\delta_u - \delta_y)$
DS4: Failure/Collapse	$> \delta_u$

Tabella 1. Definizioni degli stati di danno secondo Moschonas et al (2014)

I punti caratteristici delle definizioni della tabella precedente sono tracciati per i due sistemi di controventamento (a telaio o con controventi) sulle rispettive curve di capacità qualitative:

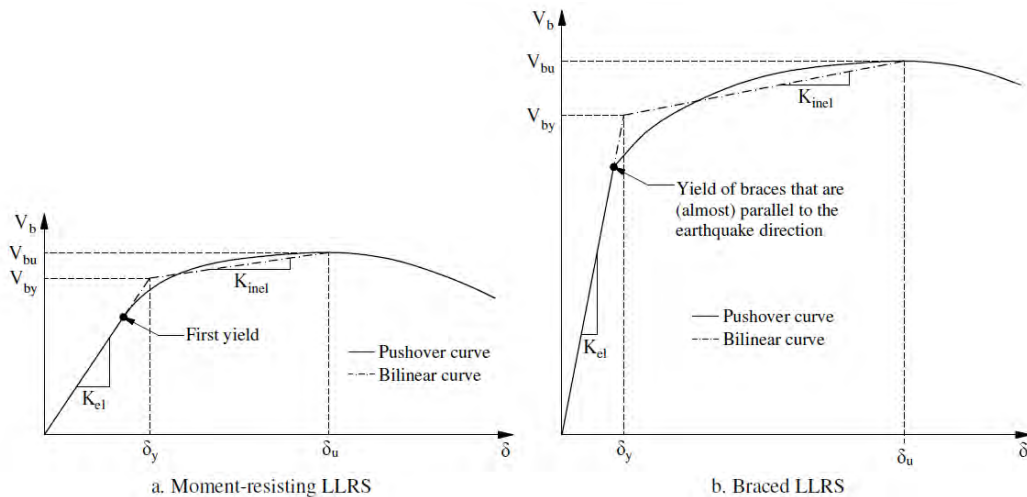


Figura 2. Definizione dei DS secondo Moschonas et al (2014)

Il parametro di risposta è lo spostamento laterale del sistema e le soglie sono definite in funzione del limite elastico (δ_y) e ultimo (δ_u) della curva di capacità linearizzata. Nulla vieta, a seconda di casi specifici, di definire delle soglie differenti; dipende dall'esigenza e dal contesto in cui il serbatoio è collocato, per cui considerazioni più specifiche possono portare a differenti soglie. Per il resto del ragionamento nulla cambia.

2.4 Probabilità di superamento della barriera bilaterale rappresentativa di un DS

Il calcolo della probabilità di superamento di una certa barriera da parte di un oscillatore elementare è un problema, non certo facile, ma trattato ampiamente nella letteratura specialistica (cfr. per esempio [3] e tutti gli sviluppi della scuola degli Autori citati).

La probabilità di non superamento $P_{NS} = P(X \leq b | A = a)$ di una certa barriera bilaterale $\pm b_k$ che corrisponde ad un certo DS è data dalla RVT con la seguente espressione:

$$P_{NS} := 1 - e^{-\frac{b^2}{\lambda_0}} e^{-\alpha_U T_S}$$

con:

$$\alpha_U := \frac{2v_u \left(1 - e^{-\frac{1}{2} \sqrt{2} \sqrt{\frac{\pi b q_u^{1.2}}{\lambda_0}}} \right)}{e^{\frac{1}{2} \frac{b^2}{\lambda_0}} - 1}$$

Tutte le espressioni precedenti per il tramite della PSD $\mathbf{G}=\mathbf{G}(\omega)$ dipendono dalla PGA (S_0) e dallo smorzamento ξ e pertanto dal regime di funzionamento (elastico o plastico) del sistema in relazione all'accelerazione assunta nel calcolo.

La probabilità di superamento è quindi: $P_S = 1 - P_{NS} = P(X > b | A = a)$

Con tali espressioni e con la linearizzazione citata al §2.2 è quindi possibile costruire una relazione bilaterale tra accelerazione al suolo PGA (S_0) e la probabilità di superamento P_S di un valore di soglia b_k che rappresenta lo stato di danno k -esimo indagato per l'oscillatore che ha una certa capacità $\{f_y, d_u\}$.

Tale curva di danneggiamento è in letteratura detta anche curva di fragilità³ per lo stato di danno k .

2.5 Procedura operativa per il calcolo del rischio sismico

Assunto un oscillatore elementare di parametri $\{T, \xi, f_y, d_u\}$ e fissato come parametro di scuotimento la PGA (si pone $a = \text{PGA}$) gli elementi per un'Analisi Quantitativa di Rischio Sismico sono tutti noti e essa si svolge tramite i seguenti passi:

1. Definizione delle soglie di danno DS_k rappresentative delle singole barriere bilaterali $\pm b_k$ che il parametro di risposta (d) non deve superare per non superare un certo stato di danno DS_k . Questi sono dati caratteristici del serbatoio;
2. Definizione della curva di pericolosità sismica del sito $H = H(a)$ e dello spettro elastico $S_{ae} = S_{ae}(T)$ per valori crescenti di PGA, ossia per diversi periodi di ritorno secondo la pericolosità sismica di base, (come da NTC per il caso dell'Italia, come da EC8 o altre normative applicabili per altri contesti);

³ Non si ritiene, in questa sede, particolarmente utile differenziare tra "curva" o "funzione" di fragilità, non comportando tale distinguo variazione alcuna del comportamento fisico-meccanico del sistema analizzato.

3. Costruzione della curva di capacità **V-d** (cfr. §3.2);
4. Definizione del parametro **R = S_{ae}(T₀)/a_y** in relazione alla PGA fissata;
5. Definizione dell'oscillatore elastico lineare equivalente **{T_{eff}, ξ_{eff}}** e degli spettri sovrasmorzati in accelerazione e spostamento dipendenti da **R**;
6. Definizione della PSD **G=G(ω)** associata ad ogni spettro in accelerazione fissato per l'analisi;
7. Definizione della probabilità **P_s** che il parametro di risposta ecceda i valori della barriera **b_k** tramite le equazioni della RVT.

I passi 4-7 si ripetono per ogni valore di PGA, in sequenza, fino ad ottenere una serie di punti discreti della curva **f_k = f_k(a)** che definirà, per una data barriera **±b_k** ossia per un dato stato di danno *k* (DS_k), la probabilità di superamento della barriera.

Questa curva costituisce, per punti discreti, la curva di danneggiamento del serbatoio con riferimento ad un certo stato di danno e, per costruzione, ogni valore definisce la probabilità che lo stato di danno *k*-esimo sia superato per il valore di **a_h**:

$$f_k(a_h) = P(D > DS_k | A = a_h).$$

A questo punto il rischio sismico **R_s = P_f** inteso come probabilità di superamento del fissato DS_k definito dalla usuale equazione di rischio [10] è quantitativamente noto:

$$P_f = \int_0^{+\infty} P[D > DS_k | a] \left(-\frac{dH}{da} \right) da$$

Nella letteratura specialistica richiamata [10], la precedente espressione è comodamente ricondotta ad una forma chiusa, assunto che la curva di danneggiamento sia interpolata secondo una legge log-normale.

3 Applicazione ai serbatoi sferici in fase sismica

3.1 Premessa sul comportamento meccanico dei serbatoi sferici

Nonostante la semplicità geometrica dei serbatoi sferici il loro studio in fase sismica presenta una serie di peculiarità che lo rende particolarmente delicato sul piano meccanico. Infatti: l'interazione tra le colonne di supporto ed il mantello del serbatoio, la presenza dei controventi tra le colonne (e quindi la loro spiccata non linearità geometrica), il grado e la modalità di connessione delle colonne al mantello sono problematiche indagate in letteratura, con risultati non sempre uniformi.

A livello normativo, le fonti sia di matrice Europea che Americana non forniscono indicazioni specificamente sviluppate per tali sistemi. Essi sono trattati più in dettaglio in alcune linee guida Giapponesi, di recente mutate praticamente in modo integrale in un progetto di ricerca UE dedicato allo studio dei sistemi strutturali in ambito industriale, tra cui appunto i serbatoi in questione.

I confronti numerici svolti in quella sede – oltre a validare l'approccio computazionale descritto – hanno avuto anche la finalità di calibrare alcune calcolazioni manuali utili per le finalità del presente studio. Infatti, la curva di capacità, ossia la curva forza-spostamento orizzontale del sistema mantello-colonne, è facilmente ottenuta

considerando la capacità delle colonne come elementi monodimensionali pressoinflessi, assunto che siano rispettate le varie regole di proporzionamento geometrico tra i vari elementi e definite in modo corretto le lunghezze delle parti deformabili delle colonne stesse, al fine di cogliere in modo adeguato il periodo proprio del sistema.

Un altro tema che va adeguatamente considerato, anche in presenza di modellazioni dettagliate (i.e. modelli FEM che contemplano non linearità meccaniche, geometriche) è il comportamento delle colonne tubolari pressoinflesse: esse presentano infatti alcune particolarità nella risposta ciclica ad azioni orizzontali, che non sono adeguatamente approfondite nelle regole di progettazione cogenti.

Considerato il caso di riempimento massimo del serbatoio (quindi, al tempo stesso, la maggior forza d'inerzia e la maggior massa sismica possibili) è possibile – con semplici calcolazioni – ottenere la curva carico/spostamento, che è uno dei dati necessari allo sviluppo dell'analisi di rischio sopra definita.

3.2 Stima della curva di capacità di un serbatoio sferico

Gli studi di letteratura specialistica mostrano come, rispettate le regole di proporzionamento geometriche definite in varie linee guida (quali ad es. quelle Giapponesi) la connessione mantello-colonna può essere adeguatamente rappresentata come un vincolo rigido alla rotazione. Pertanto, la singola colonna sarà un sistema in cui la rigidezza laterale è facilmente valutata con espressioni speditive. Nel caso di serbatoi sferici senza controventi ed incastro alla base delle colonne (c.d. "moment-resisting LLRS⁴") le stesse sono rappresentabili da un'asta con incastro alla base e doppio pendolo in testa. Per i sistemi controventati (c.d. "braced LLRS") il vincolo alla base è tipicamente una cerniera, vista la presenza dei controventi tesi, e il vincolo di doppio pendolo in testa resta valido.

In questo studio si considera il primo assetto (c.d. "moment-resisting LLRS").

La curva di capacità della colonna, e per moltiplicazione quella dell'intero serbatoio, possono essere facilmente ottenute considerando la sezione anulare in termini di parametri di resistenza: momento al limite elastico M_y , sforzo normale associato N_y e azione assiale di collasso N_u .

Con questi parametri, si può ottenere dalla letteratura specialistica il legame azione laterale-spostamento orizzontale $F-d$, che individua i parametri di definizione della curva di capacità.

Nello specifico lo studio più completo, anche sotto il profilo dell'approccio computazionale non lineare è quello esposto in [11] che tratta specificamente la resistenza e duttilità di colonne tubolari a sezione circolare, che rappresentano, paradossalmente, una tipologia poco considerata nelle norme sulle costruzioni.

In questo studio sono confrontate una serie di analisi numeriche con specifico legame elasto-plastico costitutivo per l'acciaio con i risultati di alcuni test di laboratorio per

⁴ LLRS sta per Lateral Load Resisting System, ossia la tipologia strutturale che assorbe le azioni orizzontali.

colonne a mensola, che quindi rispetto al caso dei serbatoi sferici non controventati rappresentano, con sufficiente accuratezza, le colonne di sostegno sino al punto di flesso della deformata in presenza di azioni orizzontali. I risultati numerici ed analitici sono in ampio accordo ed evidenziano una notevole interazione dei fenomeni di buckling locale al piede delle colonne (il c.d. meccanismo di "elephant foot") oltre all'influenza di una serie di parametri geometrici – tra i quali il parametro di snellezza λ – che hanno il riflesso nelle linee guida di proporzionamento citate. In via sintetica, la resistenza orizzontale massima di una colonna tubolare pressoinflessa è data da:

$$\frac{H_{max}}{H_y} = \frac{0.02}{(R_t \lambda)^{0.8}} + 1.1$$

H_y è la forza orizzontale che porta al limite elastico la sezione della mensola:

$$H_y = M_y(N)/h$$

$M_y(N)$ è il momento al limite elastico che tiene in conto la presenza dello sforzo assiale N ed è fornito dagli autori come minimo tra due meccanismi: uno di interazione M-N e l'altro che tiene conto dell'effetto buckling (di instabilità per carico di punta) della colonna stessa. Il minimo tra i due valori di M_y rappresenta quello di calcolo.

Lo spostamento al limite elastico è quindi: $d_y = H_y/3EJ$

Pertanto, il primo punto caratteristico della curva $V-d$ è determinato: il valore della soglia elastica della mensola. Dalla mensola si passa alla colonna del serbatoio che ha i predetti vincoli alle estremità in modo diretto.

Per quanto riguarda lo spostamento orizzontale limite della colonna a mensola, d_m , gli autori dello studio propongono di considerare un parametro di spostamento d_{95} che corrisponde allo spostamento associato ad una riduzione del carico massimo H_{max} del 95% dopo il picco stesso, che tiene conto anche della presenza dello sforzo assiale:

$$d_{95} = \frac{0.24}{\sqrt[3]{\left(1 + \frac{N}{N_y}\right)^2 \lambda} R_t}$$

Questo può essere assunto ragionevolmente come spostamento massimo della mensola tubolare e il valore di forza orizzontale competente è $H_m = 0.95 H_{max}$, pertanto la curva carico-spostamento per la mensola è costruita. Di conseguenza, si può considerare costruita anche quella del sistema di colonne che supporta il mantello. Pertanto, le caratteristiche in termini di curva di capacità dell'oscillatore elementare con cui si può schematizzare il serbatoio sferico per l'analisi quantitativa di rischio risultano determinate.

Sono di interesse anche gli argomenti di carattere computazionale che meritano di essere considerati nel caso di modellazione di dettaglio del sistema, i cui risultati andranno confrontati con i semplici calcoli prima esposti per opportuna validazione. Come già anticipato, gli sviluppi numerici di modellazione verranno esposti e

rappresentati nel corso della sessione orale dell'evento, per approfondirne la parte squisitamente applicativa.

Il medesimo approccio [11] è stato ulteriormente sviluppato in altre ricerche piuttosto recenti, che ne confermano l'impianto teorico e l'affidabilità dei risultati. Pertanto, esso può essere assunto come riferimento tecnico di comprovata validità a supporto di una progettazione/analisi più dettagliata.

4 Studio numerico

La procedura di valutazione del rischio indicata nel suo sviluppo al §2.5 è applicata ad un caso specifico. Si sceglie il serbatoio analizzato in dettaglio in [15].

Diametro esterno: 19700mm
 Spessore del mantello: 74.5 mm (costante)
 Altezza all'equatore: 12000mm
 Colonne: $\phi 1016/18$

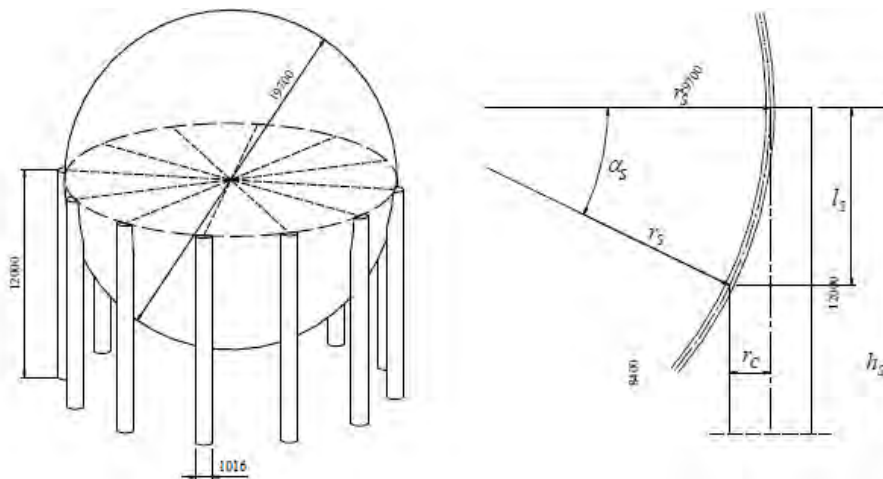
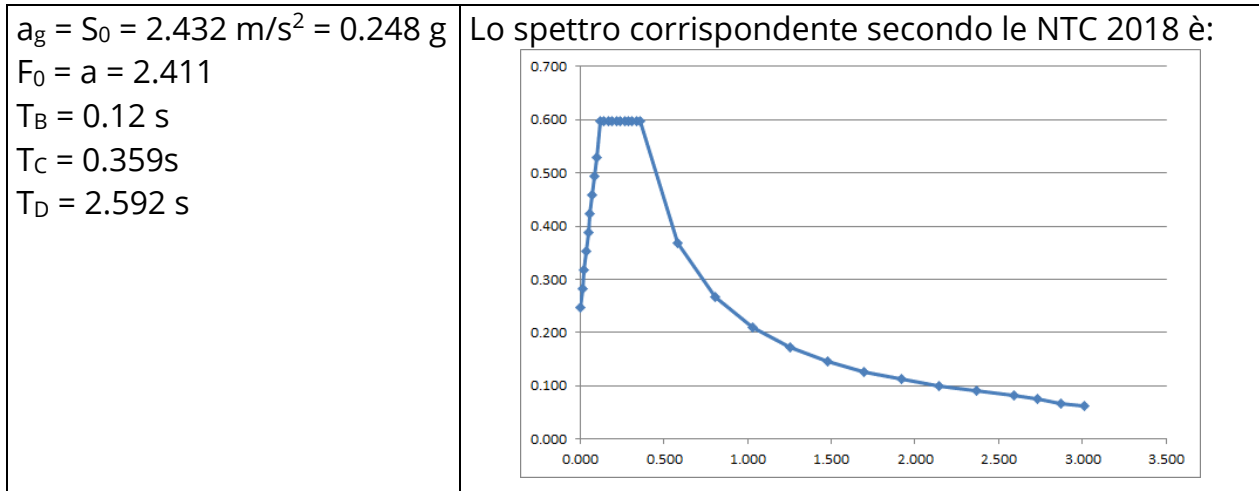


Figura 3. Geometria del serbatoio oggetto di studio

Per tale serbatoio si hanno i seguenti dati dai calcoli riportati nell'articolo:

Periodo proprio del sistema	$T_0 = 1.57s$
Spostamento al limite elastico	$d_y = 132 \text{ mm}$
Spostamento ultimo	$d_u = 265 \text{ mm}$

Per il sito i parametri sismici sono i seguenti:



Il passaggio dallo spettro alla PSD avviene coi seguenti parametri, specifici per lo spettro in esame:

$$G_0 = 0.01414 \text{ (m/s}^2\text{)}^2\text{/(rad/s)}$$

$$\{e_k\} = \{2.5094; 0.7594; -1.3177; -2.6209\}$$

Con tali parametri la PSD corrispondente è rappresentata di seguito:

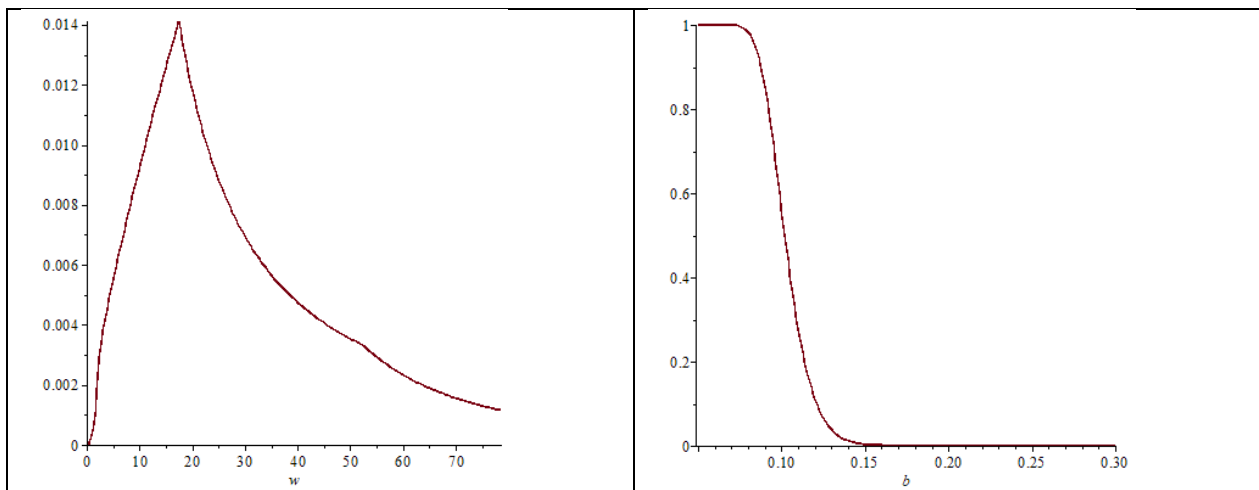


Figura 4. a) Grafico della PSD spettro-coerente (sx); b) probabilità di superamento di differenti soglie di spostamento (dx)

Nella precedente figura, a destra, si riporta anche la curva che definisce la probabilità superamento di una certa soglia di spostamento **b** (espresso in metri) considerato l'input sismico descritto dallo spettro fissato.

La curva mostra quanto atteso: piccoli valori dello spostamento sono attinti con probabilità alte, mentre evolvendo lo spostamento da attingere la probabilità dell'evento si riduce.

La curva di maggior interesse è invece quella che è stata definita come curva di danneggiamento (o di fragilità) connessa agli stati limite del §2.3.

A titolo di esempio si considerano i DS1 e DS4 caratterizzati dai limiti:

DS1: $d \geq 0,9d_y = 0,9 \cdot 0,132 \sim 0,12 \text{ m}$

DS4: $d \geq d_u = 0,265 \text{ m}$

Le curve che descrivono le probabilità di superamento dei due stati di danno sono rappresentate di seguito:

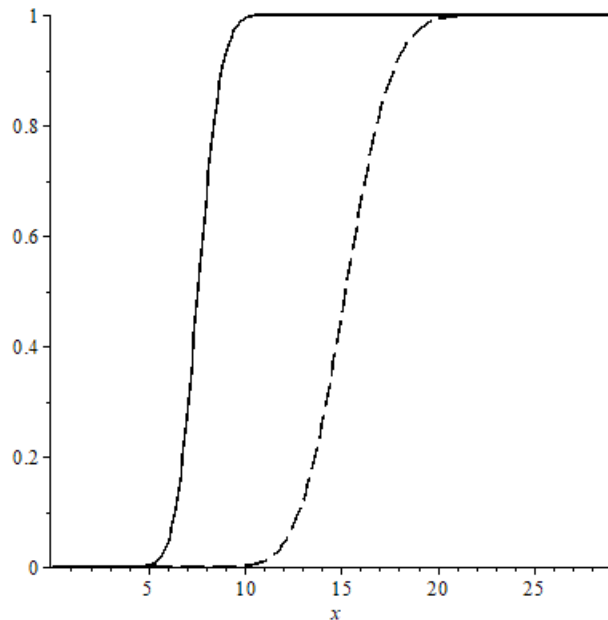


Figura 5. Curve di danneggiamento per DS1 (continua) e DS4 (tratteggiata)

La curva riporta in ascissa il parametro $x = F_0 \cdot a_g$ ossia il valore della massima accelerazione dello spettro. Nulla vieta di riportare il tutto alla PGA con un semplice cambio di variabile.

Si deve notare come queste curve, dalla caratteristica forma sigmoidale, siano specificamente rappresentative del serbatoio in esame e non di una classe tipologica, e pertanto, opportunamente trattate, possono essere inserite nelle analisi di rischio in modo diretto per considerare in modo puntuale lo specifico sistema.

Inoltre, i limiti di spostamento associati ai vari DS sono suscettibili di adattamento al sistema o al contesto specifici.

5 Considerazioni e conclusioni

L'applicazione della RVT a supporto della QRSA di SSC si rivela un utile ed efficace strumento per la valutazione affidabile e speditiva del rischio, anche e soprattutto all'interno di sistemi complessi e ad alto potenziale di danneggiamento in termini di beni, ambiente e vite umane, quali quelli a Rischio Incidente Rilevante (RIR) del comparto industriale. La responsabilità dei professionisti tecnici chiamati ad intervenire nella progettazione ex novo e/o su patrimonio esistente implica la conoscenza delle norme e dei relativi limiti, così come la responsabilità dei titolari delle attività industriali (e degli Enti deputati al controllo ed alla gestione territoriale) implica la conoscenza ed il controllo della prestazione desiderata, ossia della soglia rappresentativa della probabilità di accadimento dell'evento previsto.

6 Bibliografia

- [1] European seismic code: EN 1998-1:2004: Eurocode 8 – part 1 (CEN, 2003);
- [2] DM 9/5/2001 *"Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante"*
- [3] M. Di Paola - L. La Mendola in AAVV *"Problemi strutturali nell'ingegneria sismica"* Dario Flaccovio, 1990
- [4] N. Mordà - C. De Simone *"Progettazione sismica delle componenti industriali con approccio Risk-Based"* SAFAP 2016 (ID22)
- [5] E. M. Rathje - A. R. Kottke *"Procedures for random vibration theory based seismic site response analyses"* Report GR08-09 TU Austin, 2008
- [6] J.B. Roberts - P.D. Spanos *"Random Vibration and statistical linearization"* J. Wiley&Sons 1999
- [7] N. Makris - G. Kampas *"Estimating the "effective period" of bilinear systems with linearization methods, wavelet and time-domain analyses: From inelastic displacements to modal identification"* Vol. 45, 2/2013,
- [8] Vanmarcke E.H. (1975). *"Distribution of first-passage time for normal stationary random processes"*, J. Appl. Mech.,Trans., ASME, 42: 215-220.
- [9] S. Grimaz - P. Malisan *"Near field domain effects and their consideration in the international and Italian seismic codes"* Bollettino di Geofisica Teorica ed Applicata Vol. 55, n. 4, pp. 717-738; December 2014
- [9] Nastasi et al *"Valutazione del rischio NaTech indotto dal sisma alla luce del d.lgs. 105/2015 e delle NTC"* - Conf. VGR2016
- [10] R. Mc Guire et al *"An introduction to probabilistic seismic hazard analysis"* in AAVV S.H. Ward *"Geotch. and Envin. Geophysics"* Tulsa OK, 1991
- [11] S. Gao et al *"Ductility Evaluation of Steel Bridge Piers with Pipe Sections"* Journal of Engineering Mechanics Volume 124, Issue 3, 1996;
- [12] DM 17/1/2018 Aggiornamento delle norme tecniche per le costruzioni;
- [13] Circolare 7/2019 Istruzioni per le norme tecniche per le costruzioni;
- [14] G. M. Calvi – R. Nascimbene *"Seismic design and analysis of tanks"* J. Wiley&Sons, 2023
- [15] M. Wieschollek et al *"Guidelines for seismic design and analysis of pressure vessels"* PVP 2013, Paris

Valutazione degli scenari di rischio a seguito di rilascio GPL negli stabilimenti con pericolo di incidenti rilevanti. Caso Studio

V. Nastasi¹, A. Muratore², M. Bellissimo¹, G. Giannelli², G. Grillone¹

¹ Inail - Uot di Palermo

² Inail - Uot di Como

Abstract

Gli incidenti che comportano il rilascio accidentale di gas di petrolio liquefatto (GPL) possono causare danni molto gravi a persone e strutture; la pericolosità di detti rilasci deriva dalla infiammabilità e dalla tendenza a formare una densa nube di vapore dispersa nell'atmosfera che si può spostare a distanza elevata dal rilascio.

Scopo del presente lavoro è introdurre un metodo per identificare e valutare tutti i possibili scenari per i depositi GPL che rientrano nelle attività a rischio di incidente rilevante al fine di determinare il livello di rischio associato a detti scenari, per una valutazione sulla relativa tollerabilità. Tali scenari sono alla base di una corretta pianificazione territoriale e di una pianificazione emergenziale interna ed esterna; a tal proposito si deve considerare anche l'ultima dir. della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Protezione Civile del 7 dicembre 2022.

Nell'ambito dei processi di pianificazione delle emergenze, tale metodo proposto può essere utile nel supportare le autorità a definire le zone di danno, laddove non si disponga dei dati minimi necessari per elaborare uno scenario incidentale, ovvero non si abbiano determinazioni conclusive dei Comitati Tecnici Regionali (C.T.R.) in esito alle istruttorie tecniche sui rapporti di sicurezza, o ancora quando le uniche informazioni disponibili siano quelle provenienti dalle notifiche (tipicamente per gli stabilimenti seveso di soglia inferiore). Inoltre nell'ambito della pianificazione urbanistica, può essere utile per una prima stima immediata delle conseguenze di eventi incidentali non valutate dai gestori, includendo in questo novero anche i casi di scenari con probabilità di accadimento marginali.

1. Evoluzione del rilascio GPL. Fenomeni pericolosi più comuni

Nella sequenza cronologica rappresentata in Figura 1, gli autori schematizzano la successione di possibili fenomeni derivanti dal rilascio di GPL dovuto a una qualsiasi causa, come una perdita da una valvola del serbatoio, un errore durante la fase di trasferimento, la formazione di una perdita sul serbatoio a causa di un impatto o di un ribaltamento, ecc..

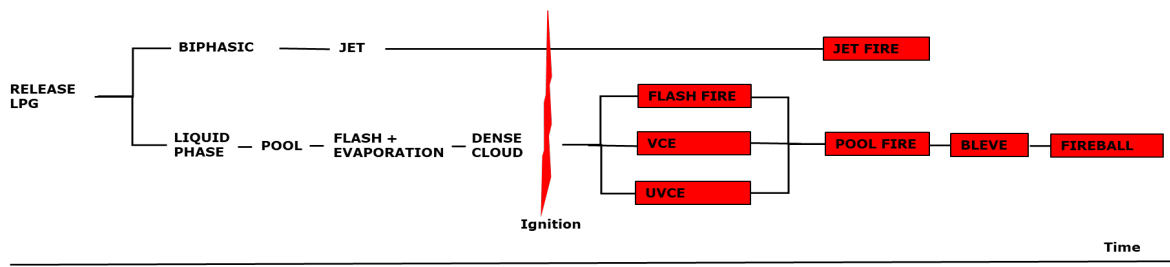


Figura 1. Albero degli eventi successivi al rilascio di GPL

In seguito alla perdita di GPL liquido, parte di esso evapora per flash, mentre la frazione GPL sottoraffreddata forma una pozza, da cui avviene un'ulteriore evaporazione.

Due fattori determinano la diluizione di una nuvola di vapori di GPL:

- Vento (direzione e velocità): determina la distanza della nube dalla fonte di dispersione;
- Turbolenza: determina la diluizione della nube e la sua miscelazione con l'aria.

In generale, condizioni di instabilità si verificano quando il sole riscalda il suolo causando turbolenti moti convettivi; Le condizioni di stabilità atmosferica sono invece notturne.

I fenomeni pericolosi più comuni per il GPL [1] sono:

Poolfire: la combustione di materiale che evapora da uno strato di liquido (pozza). Il verificarsi dello strato di liquido deriva dal guasto di apparecchiature contenenti un liquido infiammabile;

Jet fire: la manipolazione di liquidi o gas infiammabili pressurizzati può portare a un incendio a getto in caso di perdita su un tubo o su un recipiente. L'accensione del fluido porta a formare una fiamma a getto caratterizzata da un'elevata energia radiante (largamente superiore alla radiazione della pozza) e da una notevole energia cinetica.

Flash fire, VCE, UVCE: Quando si verifica una perdita su un elemento dell'apparecchiatura, può verificarsi un rilascio gassoso, direttamente o in seguito alla graduale vaporizzazione di una pozza sul terreno vicino alla perdita. Questo evento porta alla formazione di una nuvola che va alla deriva e si disperde con il vento. Se la sostanza è infiammabile, esiste una zona intermedia in cui le concentrazioni di vapore nell'aria sono comprese tra i limiti di infiammabilità della sostanza. Una fonte di accensione sufficientemente energetica, sulla traiettoria della zona infiammabile della nube, può accendere questa nube. A seconda della velocità della fiamma frontale, si avrà un Flash fire o una esplosione confinata (VCE, Vapour Cloud Explosion). Quest'ultimo evento provoca un'onda di sovrappressione - sottopressione. Un effetto devastante è associato alla sovrappressione di picco così come alla forma dell'onda. La probabilità che una nube di GPL determini la sua esplosione non confinata, (UVCE, Unconfined Vapor Cloud Explosion) anziché un

flash fire, dipende essenzialmente dalla geometria del luogo in cui si estende la nube.

BLEVE, Fireball, Espulsione di missili: Il termine BLEVE è l'acronimo di Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion, è un tipo di fenomeno che può derivare da una rottura catastrofica. Esso può verificarsi quando un recipiente, contenente un liquido altamente surriscaldato al di sopra del suo normale punto di ebollizione atmosferico, ha un cedimento strutturale catastrofico. Il rischio di un BLEVE è tipicamente associato allo stoccaggio di gas liquefatto pressurizzato o liquidi pressurizzati. La prima conseguenza di un BLEVE è un effetto di esplosione dovuto all'espansione del vapore quando il recipiente si rompe e alla vaporizzazione esplosiva del contenuto liquido del recipiente. Questo effetto è generalmente seguito dall'espulsione dei missili. Se la sostanza è infiammabile, l'aerosol aria-sostanza può incendiarsi immediatamente. Il fronte di fiamma si allontana rapidamente dal punto di accensione, generando una palla di fuoco. La sua temperatura è estremamente elevata e provoca un importante irraggiamento termico.

2. Diagramma Bow-tie

Dopo l'introduzione di carattere qualitativo inerenti i fenomeni conseguenti al rilascio di GPL con le relative sorgenti di innesco e i meccanismi di evaporazione, cercheremo in modo sintetico di introdurre un metodo per l'identificazione degli scenari incidentali. In questo lavoro si propone di utilizzare i diagrammi "bow-tie" che hanno una loro forza visiva per l'individuazione dei diversi scenari incidentali [1]. Tali diagrammi sono centrati nell'evento critico (CE), definito come perdita di contenimento o perdita di integrità fisica, sulla sinistra è presente l'albero dei guasti, che identifica le possibili cause dell'evento critico, mentre sulla destra del diagramma si ha l'albero degli eventi, che individua le possibili conseguenze. La novità della metodologia consiste nel definire in modo preciso la struttura a "bow-tie", identificando accuratamente i dispositivi, i potenziali eventi critici e le loro conseguenze. Attraverso una descrizione accurata dell'impianto, comprendendo anche le sostanze usate, siano esse prodotte o stoccate, è possibile creare una lista di eventi che potrebbero verificarsi nel sito. Di seguito è rappresentato lo schema del cosiddetto diagramma "bow-tie".



Figura 2. Uno scenario illustrato in un diagramma "Bow-tie"

Come indicato sul lato sinistro del diagramma "Bow-tie", uno scenario di riferimento inizia tipicamente con un evento iniziale (IE) che porta all'evento critico (CE). Mentre a destra del diagramma si raffigura lo sviluppo dello scenario (SCE) dopo l'"evento critico" che porta alla realizzazione di un fenomeno pericoloso (DP) come Pool Fire, Flash Fire, VCE, BLEVE, Fireball, ecc.. Da tali fenomeni pericolosi "DP" si producono eventi maggiori degli scenari "ME", come radiazione termica, contatto diretto della fiamma, sovrappressione, espulsioni di missili. Tutto questo porta a conseguenze indesiderabili per l'uomo (infortuni mortali e gravi), per l'ambiente, nonché danni economici rilevanti. Nella Tabella 1 che segue si mostrano alcuni esempi tipici di ciascuna di queste categorie.

Evento Iniziale (IE)	Evento Critico (CE)	Fenomeno Pericoloso (DP)	Conseguenza indesiderabile
Sovrappressione	Rottura catastrofica di un Serbatoio	BLEVE	Infortuni gravi e mortali e Danni materiali e ambientali
Corrosione	Foro sulla membratura di un Serbatoio	Pool fire	Infortuni e Danni materiali e ambientali
Flangia allentata	Perdita tubazione	Flash fire, Pool Fire, Jet fire	Infortuni e Danni materiali e ambientali
Autorefrigerazione	Rottura Catastrofica Serbatoio	BLEVE (*)	Infortuni, Danni ambientali e materiali
Sisma, Alluvione	Perdita nelle tubazioni, Rottura castastrofica	Flash fire, Pool Fire, Jet fire, BLEVE	Infortuni, Danni Materiali e ambientali

(*) Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion

Tabella 1. Alcuni esempi di elementi di uno scenario tipico di incidente

Come si può evincere alla base di uno scenario incidentale vi è una Perdita di GPL legato ad una attrezzatura contenente GPL; ad esempio: Serbatoio di stoccaggio pressurizzato GPL; Pompa/compressore GPL; Tubazioni GPL; Braccio/tubo di carico/scarico GPL; Autocisterna GPL / Cisterna ferroviaria.

3. Valutazione delle frequenze dell'evento pericoloso (DP)

Per arrivare a determinare la valutazione del fenomeno pericoloso (DP, lato destro del diagramma "bow-tie") occorre partire dagli eventi iniziali (IE). Una volta identificati quest'ultimi, l'obiettivo è quello di fornire i valori della loro frequenza, definiti come la prima causa a monte di ogni ramo che conduce all'evento critico nell'albero dei guasti. Nella letteratura scientifica vi è una scarsa informazione in

questo campo. Dove è possibile è bene utilizzare dati precisi dell'impianto o almeno cercare di stimare le frequenze con i dipendenti o con dati estrapolati dall'esperienza operativa di altri stabilimenti simili. In questa ottica alla luce dell'esperienza in campo degli autori nonché dell'esperienza operativa in stabilimenti GPL, si possono individuare la frequenza di accadimento per anno degli "IE":

$F < 10^{-4}$, frequenza molto bassa, evento improbabile;

$10^{-4} < F < 10^{-3}$, frequenza bassa, l'evento potrebbe verificarsi o si è verificato almeno 1 volta in 1000 anni;

$10^{-3} < F < 10^{-2}$, frequenza bassa, evento potrebbe verificarsi o si è verificato almeno 1 volta in 100 anni;

$10^{-2} < F < 10^{-1}$, frequenza elevate, evento possibile, si è verificato nel sito almeno 1 volta in 10 anni;

$F > 10^{-1}$, frequenza molto elevate, evento probabile, si è verificato più volte all'interno del sito.

Una volta trovati i valori delle frequenze "IE" è necessario indicarli sul diagramma "bow-tie". Il passo successivo è quello di identificare le funzioni e i sistemi di sicurezza (barriere di prevenzioni) sull'albero dei guasti, valutando le loro prestazioni e come questi influiscono sulla frequenza degli eventi critici (CE). Questa metodologia nasce dagli eventi iniziali (IE) dell'albero dei guasti e procede verso gli eventi critici (CE), tenendo in considerazione i sistemi di sicurezza. Se non si può calcolare la frequenza dell'evento critico sulla base dell'analisi dell'albero dei guasti esiste la possibilità di valutarla attraverso frequenze di eventi critici generici. Nell'Appendice 10 del Deliverable D.1.C. ([2] Delvosalle C. et al.) sono forniti valori o intervalli di frequenze dei diversi eventi critici, a seconda del tipo di apparecchiatura considerata. Di seguito si mostra un estratto, dove la sigla "CE" indica il tipo di evento critico preso in esame, mentre "EQ" è l'apparecchiatura colpita da quest'ultimo:

Failure frequency (/year)		Breach on the shell in vapour phase		Breach on the shell in liquid phase		Leak from liquid pipe		Leak from gas pipe	
		CE6		CE7		CE8		CE9	
Pressure storage	EQ4	10mm	5 E-05	10mm	5 E-05	All fittings	0.15 E-3	All fittings	0.15 E-3
		35mm	5 E-06	35mm	5 E-06				
		50mm	1 E-06	50mm	1 E-06				
		100mm	5 E-07	100mm	5 E-07				
Pipe	EQ10					/year and /m	ND <75mm	75mm < ND	ND
								<150mm	>150mm
						10% of ND	1.18 E-05	2.5 E-06	1.75 E-06
						22% of ND	7.93 E-06	1.11 E-06	6.5 E-07
						44% of ND	3.3 E-06	4.62 E-07	2.7 E-07
	Full bore rupture	1.22 E-06	3.5 E-07	1.18 E-07					

Figura 3. Estratto delle frequenze generiche degli eventi critici (CE)

Le frequenze sopra individuate sono di carattere generico e fornite per livelli di sicurezza "standard", anche se in letteratura non sono specificati; occorre quindi utilizzare i dati con attenzione.

Una volta individuato l'intervallo in cui può ricadere la frequenza, si deve scegliere un valore al suo interno, possibilmente alto se sono presenti bassi livelli di sicurezza o, viceversa nel caso il livello di sicurezza è buono. Le informazioni trovate in letteratura non permettono di fornire informazioni più precise in merito alla scelta di un valore specifico. Una volta definito la frequenza dell'evento critico (CE), per il calcolo della frequenza del fenomeno pericoloso (DP) occorre procedere passo a passo nell'albero degli eventi (lato destro del diagramma "Bow-tie"), ottenendo come output la frequenza di ogni fenomeno pericoloso. Prima di tutto è necessario valutare come si propagano le probabilità lungo i rami dell'albero e tenere in considerazione i dispositivi di protezione. Quindi individuare i dispositivi di sicurezza da inserire nell'albero degli eventi e quantificare la loro influenza. L'output di questa fase è individuare i diversi fenomeni pericolosi (DP) associati ad ogni singolo evento critico (CE). Una volta calcolata la frequenza di accadimento di un evento pericoloso (DP), ad essa viene associata, alla luce dell'esperienza operativa degli autori, una "classe di frequenza":

- F-1 per valori di $1,0 \text{ E } -03$;
- F-2 per valori di $1,0 \text{ E } -04$;
- F-3 per valori di $1,0 \text{ E } -05$;
- F-4 per valori di $1,0 \text{ E } -06$;
- F-5 per valori di $1,0 \text{ E } -07$.

Si evidenzia a tal proposito che le classi di frequenza prima descritte debbono tenere conto anche della presenza di efficaci sistemi di gestione della sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti (SGS-PIR) obbligatori per gli stabilimenti rientranti nella direttiva Seveso. Essi come si sa dall'esperienza in campo, hanno una forte capacità di controllo del rischio; infatti, individuano azioni legati a fattori tecnici, umani, organizzativi e di gestione con l'obiettivo di monitorare le barriere di prevenzione e/o protezione al loro massimo livello per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze all'interno e all'esterno del sito produttivo. A tal proposito occorre ricordare che prima nell'Allegato 3 del D.Lgs. 105/15 e successivamente nell'Allegato B (art.14) dello stesso Decreto Legislativo tra gli aspetti che devono essere trattati nell'ambito dei SGS-PIR si devono prevedere *"le procedure per l'identificazione e valutazione dei rischi di incidenti rilevante derivanti dall'attività normale o anomala comprese, se del caso, le attività subappaltate e l'adozione delle misure per la riduzione del rischio, assicurando la loro corretta applicazione e il mantenimento nel tempo della loro efficacia."* Ed inoltre *"Le attività di identificazione e valutazione ... devono essere condotte sia in termini di probabilità sia di gravità e documentate nell'ambito di un'analisi di sicurezza espletata secondo lo stato dell'arte, ..."*.

A tal proposito è importante capire se i SGS-PIR sono stato oggetto nelle ultime ispezioni di legge di apposite raccomandazione o prescrizioni; e se in presenza di queste ultime, il gestore abbia ottemperato.

4. Stimare la classe di danno legate al fenomeno pericoloso

Individuati i fenomeni pericolosi "DP" dovuti al rilascio di GPL, tramite la successiva tabella 2 che segue, si mettono in relazione i possibili eventi maggiori degli scenari finali "ME".

Fenomeno Pericoloso (DP)	ME1 Radiazione Termica	ME2 Contatto Diretto Fiamma	ME3 Sovrappressione	ME4 Missile
Pool Fire, (DP1)	X	X		
Flash Fire, (DP2)	X	X		
VCE, (DP3)			X	X
Jet Fire, (DP4)	X	X		
BLEVE e Fireball, (DP5)	X		X	X
Espulsione missili, (DP6)				X
Sovrappressione, (DP7)			X	

Tabella 2. Relazione fenomeni pericolosi "DP" e eventi maggiori scenari finali "ME"

La valutazione delle conseguenze degli eventi maggiori degli scenari "ME" è basata principalmente sulla applicazione dei modelli che rappresentano i fenomeni fisici conseguenti la perdita di contenimento da una tubazione o di un serbatoio GPL, che si manifesta come rilascio di materia e/o di energia. Al fine di determinare le conseguenze dei grandi eventi (ME) degli scenari finali, gli autori propongono di utilizzare il metodo Shortcut [3],[5]. Con tale metodo il danno è correlato all'effetto fisico mediante il criterio di vulnerabilità rappresentato dal superamento di un valore di soglia. In analogia con quanto previsto dalla vigente normativa in materia ci si riferisce ai quattro valori di soglia (Figura 4) corrispondenti a:

- 1, effetti ad alta letalità;
- 2, effetti di inizio letalità;
- 3, effetti che comportano gravi lesioni irreversibili;
- 4, effetti che comportano lesioni reversibili.

Scenario incidentale	Elevata letalità (1)	Inizio letalità (2)	Lesioni irreversibili (3)	Lesioni reversibili (4)
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
BLEVE/Fireball (radiazione termica variabile)	Raggio fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²
Flash-fire (radiazione termica istantanea)	LFL	1/2 LFL		
VCE - UVCE (sovrapressione di picco)	0,3 bar (0,6 bar per spazi aperti)	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar
Rilascio tossico (dose assorbita)	LC ₅₀ (30', hmn)		IDLH	

Figura 4. I quattro valori di soglia per tipo di scenario [5].

Per quanto riguarda gli effetti dell'elevata letalità, si propone di distinguere lo stesso, a seconda che si verifichi all'interno dello stabilimento o all'esterno dello stabilimento.

Il metodo Shortcut [3], [5], riporta le distanze (in metri) per le varie soglie di danno sopra elencate ((1),(2),(3),(4)), con riferimento alla quantità di sostanze stoccate (Gas infiammabili liquefatti per compressione) per determinate condizioni meteorologiche di riferimento, (D.5: neutralità con vento 5 m/s, F2: moderatamente stabile con vento 2 m/s) distinguendo per scenari Flash Fire o VCE. Il Metodo Shortcut fornisce la stima delle distanze di danno per due tipologie di scenari incidentali, denominate "ipotesi", entrambe rappresentative di elevati livelli di sicurezza impiantistico-gestionali:

- ipotesi più probabile: è caratterizzata da probabilità relativamente alta e magnitudo contenuta ma comunque rilevante;
- ipotesi media: è caratterizzata da probabilità di accadimento più remote ma ancora credibili e magnitudo di media/elevata gravità, tipica di eventi incidentali rilevanti.

Nella Figura 5 viene illustrato un estratto delle distanze in metri (m) del metodo Shortcut per Gas infiammabili liquefatti per compressione.

		Quantità stoccata (t)									
		< 40		41 - 160		161 - 240		241 - 400		> 400	
	Soglia	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2
	Più prob.	1	85	130	85	130	85	130	135	190	180
2		120	160	120	160	120	160	180	240	240	310
3											
4											
Media	1	140	230	140	230	155	210	230	330	300	440
	2	170	280	170	280	185	280	270	420	360	560
	3	210	370	210	370	230	370	340	560	460	740
	4	330	620	330	620	360	610	530	930	710	1250

Figura 5. Distanze in m del metodo Shortcut per Gas infiammabili liquefatti [3], [5]

Alla luce di ciò, dall'esperienza in campo degli autori vengono proposte 5 classi di danni:

- A, effetti che comportano lesioni reversibili all'interno dello stabilimento;
- B, effetti che comportano gravi lesioni irreversibili all'interno dello stabilimento;
- C, effetti di letalità precoce all'interno dello stabilimento;
- D, effetti di letalità elevata all'interno dello stabilimento;
- E, effetti di letalità elevati al di fuori dello stabilimento.

5. Matrice di rischio per selezionare gli scenari di riferimento

La matrice di rischio che segue (Figura 6) fornisce una rappresentazione dei pericoli derivanti dall'accadimento di scenari incidentali senza la necessità di ricorrere ad una valutazione quantitativa del rischio ad essi associato, ma basandosi sulla valutazione separata della frequenza (paragrafo 3) e del livello di conseguenza (classi di danno) di ogni singolo evento (paragrafo 4). La matrice viene ottenuta riportando in un piano la frequenza attesa di accadimento (ordinata) e la severità delle conseguenze associate a ciascun scenario incidentale (ascisse). Pertanto ogni scenario risulta rappresentato da un punto. La posizione di un evento incidentale nella matrice costituisce una misura, seppure qualitativa, del rischio ad esso associato e può essere utilizzata ai fini di una valutazione sulla tollerabilità dei pericoli associati all'evento in esame, consentendo di discriminare tra tutti gli scenari quelli maggiormente critici.

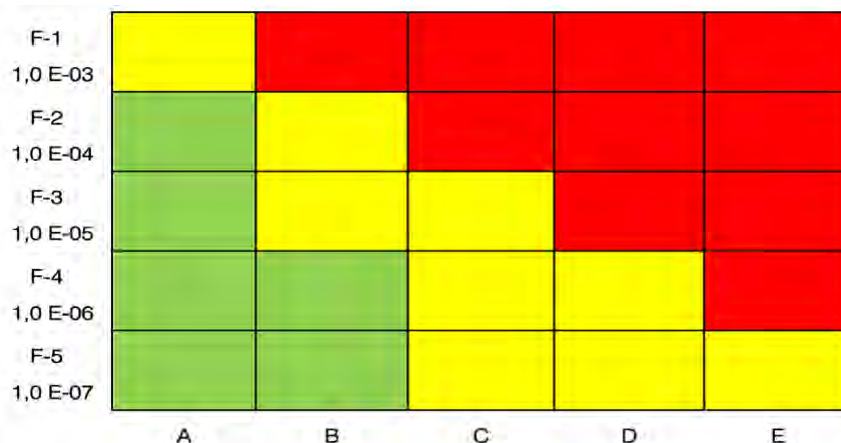


Figura 6. Rappresentazione dei pericoli derivanti dall'accadimento di scenari incidentali

In riferimento a ciò si individuano tre livelli di rischio:

R1, area del rischio tollerabile (area verde). Qualora uno scenario fosse posizionato in tale area, il rischio ad esso associato è da ritenersi tollerabile senza ulteriori

interventi al di fuori del mantenimento degli interventi di prevenzione e/o protezione già in essere.

R2, area di intervento. (area gialla). Nel caso di eventi posizionati in tale area si deve intervenire con misure di prevenzione e/o protezione;

R3, area del rischio non tollerabile (area rossa). Per gli scenari che ricadono in tale area sono considerati non tollerabili ai fini della sicurezza.

Tutti gli eventi finali devono essere inquadrati all'interno della matrice e quelli che rientrano all'interno delle fasce "R2" e "R3" devono essere utilizzati per ulteriori approfondimenti tecnici e gestionali.

6. Caso studio

Se consideriamo un serbatoio GPL con quantità stoccata di 40 tonnellate, ubicato a 150 m dal confine dello stabilimento. Si ipotizza un possibile evento critico (CE) come un foro nel serbatoio (fase vapore) di 35 mm, con condizioni meteorologiche (D.5: neutralità con vento 5 m/s). Nel presente caso studio si fa coincidere, andando a favore di sicurezza, la frequenza dell'evento critico (CE) con la frequenza dell'evento pericoloso (DP); questo significa che non prendiamo in considerazione le barriere di protezione poste sulla destra del diagramma "Bow-tie". Determiniamo a questo punto la frequenza di accadimento e la relativa la classe di danno; da ciò siamo in grado di individuare il punto all'interno della Figura 6 che rappresenta i pericoli derivanti dall'accadimento degli scenari incidentali.

- Determinazione della frequenza di accadimento:

Se consideriamo la frequenza di un possibile evento critico (CE), utilizzando la figura 3 del precedente paragrafo 3: foro nel serbatoio GPL di 35 mm con frequenza di accadimento 5 E -06; per tale frequenza viene associata la classe di frequenza "F-4".

- Determinazione classe di danno:

Entrando nella figura 5 del paragrafo 4, con i valori del nostro caso studio, otteniamo i quattro valori di soglia per l'ipotesi media:

- 1, effetti ad alta letalità = 140 m;
- 2, effetti di inizio letalità = 170 m;
- 3, effetti che comportano gravi lesioni irreversibili = 210 m;
- 4, effetti che comportano lesioni reversibili = 330 m.

Questo significa che nel nostro caso studio non si hanno effetti ad alta letalità al di fuori dello stabilimento ma solo al suo interno; in considerazione secondo la classificazione degli autori la classe di danno (v. paragr. 4) rientra nella tipologia "D". Trovati i due elementi: classe di frequenza "F-4" e classe di danno dello scenario "D"; troviamo che il punto di rappresentazione dei pericoli derivanti dall'accadimento di scenari incidentali oggetto del presente caso studio rientra in R2 (zona giallo), area di

intervento. In tale area si deve intervenire con ulteriori misure di prevenzione e/o protezione.

7. Conclusioni

Con il presente articolo si introduce un metodo per identificare e valutare tutti i possibili scenari per i depositi GPL, che rientrano nelle attività a rischio di incidente rilevante, individuando il livello di rischio associato a ciascuno di detti scenari, per una valutazione sulla relativa tollerabilità. Tali scenari sono alla base di una corretta pianificazione territoriale e di una pianificazione emergenziale interna ed esterna; a tal proposito si deve considerare anche l'ultima dir. della Presidenza del Consiglio dei ministri - Dipartimento della Protezione Civile del 7 dicembre 2022.

Tale metodo proposto può essere utile nel supportare le autorità a definire le zone di danno, laddove non si disponga dei dati minimi necessari per elaborare uno scenario incidentale, ovvero non si abbiano determinazioni conclusive dei Comitati Tecnici Regionali (C.T.R.) in esito alle istruttorie tecniche sui rapporti di sicurezza, o ancora quando le uniche informazioni disponibili siano quelle provenienti dalle notifiche (tipicamente per gli stabilimenti di soglia inferiore).

Nell'ambito della pianificazione urbanistica, può essere utile per una prima stima immediata delle conseguenze di eventi incidentali non valutate dai gestori, includendo in questo novero anche i casi di scenari con probabilità di accadimento marginali.

Infine, e in analogia con altri metodi speditivi, il presente articolo consente di stimare le distanze di danno in conseguenza di incidenti nel trasporto di sostanze pericolose mediante autobotte, ferrocisterna, ecc., tutte fattispecie escluse dal campo di applicazione della direttiva seveso.

8. Bibliografia

[1] Gyenes Z., Wood M. H., Struckl M., Handbook of Scenarios for Assessing Major Chemical Accident Risks, Joint Research Centre (JRC) technical report 2017, DOI:10.2760/884152.

[2] Delvosalle, C., Fiévez, C., Pipart, A., 2006. ARAMIS project: Reference accident scenarios definition in SEVESO establishment, Journal of Risk Research, 9:5, 583-600, DOI: 10.1080/13669870500419529

[3] Andreis, F., Baldacci, S., Lombardi, A., Marotta, F., (2006), Shortcut method for evaluating accident consequences, Publisher: APAT, ARPAT. ISBN: 88-448-0159-0.

[4] Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council, 'Control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC'.

[5] Directive December 7, 2022, Presidency of the Council of Ministers, Guidelines for the preparation of the external emergency plan, guidelines for informing the

population and guidelines for testing external emergency plans, Italian Official Gazette no. 31 of 7 February 2023.

[6] Andraghetti, E; Tesi di Laurea Specialistica 2008/2009 "Stabilimenti a rischio di incidente rilevante: valutazione della vulnerabilità ambientale" (Facoltà di Ingegneria - Univ. Di Bologna);

[7] Bresesti, M; Sannoner, B; Tesi di Laurea Magistrale 2009/2010 "Sicurezza nell'impiego e nel trasporto del gas di petrolio liquefatto (GPL)" (Politecnico Milano);

[8] Baldacci et. Al, Contributo in Atti del Convegno nazionale Valutazione e Gestione del Rischio negli insediamenti civili ed industriali – Pisa, 19-24 Ottobre 2004; "*Modelli semplificati sorgente-diffusione-esplosione di nubi di vapore in ambienti industriali semiconfinati*";

[9] *Linea Guida di ICARO, 2017 "Metodologie per l'elaborazione dell'analisi dei rischi di incidente rilevante"*.

Le ispezioni di integrità attraverso la transizione digitale

R. Marrazzo¹, G. Pinna², M. R. Vallerotonda², P. Bragatto³

¹ISPRA VAL-RTEC

²CTI Milano

³Dipartimento di Ingegneria, Università Campus Bio-Medico

Abstract

Nell'industria di processo i controlli sull'integrità delle attrezzature sono un'attività essenziale per prevenire incidenti, evitare interruzioni indesiderate e perdite di prodotto, prolungare nel tempo la vita utile degli impianti. In questo ambito, da decenni, sono largamente utilizzate tecnologie di controllo non distruttivo che permettono di rilevare le varie forme di deterioramento dei materiali, prima che esse possano portare a guasti o rotture. Le tecnologie di misura utilizzate sono diverse, in funzione anche delle tipologie di danno che si intendono rilevare. In molti casi, mantenendo la stessa tecnologia di misura, è possibile aumentare considerevolmente la numerosità, l'efficacia e la frequenza delle misure, utilizzando diverse tecniche innovative, inclusi sistemi di movimento autonomi (*robot, droni*), comunicazione wireless (*wifi, ble, rfid*), memorizzazione condivisa (*cloud*) e intelligenza artificiale (*machine learning*).

Nel presente lavoro si passano in rassegna le soluzioni innovative che consentono di potenziare, in modo considerevole, le misure di integrità, fra cui le ispezioni con sistemi robotici all'interno e all'esterno di attrezzature, i sistemi pervasivi per il monitoraggio e la visione aumentata. Questi sistemi aumentano in modo esponenziale la disponibilità di dati che è possibile analizzare e consentono di sviluppare modelli previsionali più precisi, e generare rappresentazioni digitali dinamiche degli impianti.

Nella trattazione si analizzano, per le soluzioni individuate come rappresentative, il livello di maturità già raggiunto, l'efficacia ai fini della riduzione dei rischi, l'applicabilità all'interno dei sistemi industriali, la necessità di ulteriori ricerche. Lo studio è stato inoltre propedeutico allo sviluppo di strumenti normativi che faciliteranno il trasferimento dell'innovazione in ambito industriale, anche in riferimento alle attività di controllo nell'ambito dell'attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza, previsto dal d.lgs. 105/2015, attuazione italiana della direttiva Seveso.

Keywords: Sistemi di misura robotizzati, droni di ispezione, monitoraggio con sensoristica pervasiva, gemello digitale, visione aumentata, intelligenza artificiale, sistema di gestione della sicurezza SGS.

1 Introduzione

La transizione digitale negli ultimi anni sta avendo un forte impatto sulla gestione dell'integrità degli impianti di processo. La sensoristica, di ridotte dimensioni e basso costo, può essere distribuita in modo pervasivo in molti elementi nell'impianto, in particolare sui sistemi statici di contenimento (e.g. recipienti e tubazioni in pressione) e sui sistemi dinamici (e.g. pompe, compressori). La sensoristica distribuita aumenta di molto la disponibilità di dati, che a loro volta alimentano lo sviluppo di modelli prognostici, basati su varie tecniche di intelligenza artificiale (e.g. *machine learning*, reti "bayesiane"). Quelli che qualche anno fa erano solo interessanti risultati dei laboratori di ricerca, sono oggi soluzioni già applicate negli stabilimenti industriali più avanzati, con vantaggi per tutta la gestione degli impianti sia in termini di affidabilità, che di disponibilità e sicurezza. Questo non è tutto; stiamo infatti assistendo ad un ulteriore passo in avanti dovuto allo sfruttamento di soluzioni tecnologiche nate principalmente nel mondo della robotica. Negli impianti di processo, le verifiche di integrità richiedono il contatto diretto o ravvicinato alle superfici delle attrezzature da ispezionare. Da alcuni anni sono presenti sul mercato vari sistemi di ispezione con capacità di movimento autonomo per lo svolgimento di ispezioni in punti dove nessun operatore umano, per vari motivi, potrebbe mai arrivare. L'utilizzo di questi sistemi è diffuso in particolare nell'industria di processo (petrolchimica, chimica, oil&gas, ecc.). La ricerca tecnologica in questo settore è davvero molto vivace e, se definire degli standard può essere ancora prematuro, è importante fornire a tutti gli interessati (in particolare gestori, fornitori di servizi, enti di controllo, autorità competenti) una base tecnica comune per guidare scelte e valutazioni e trarre così vantaggio dagli sviluppi della tecnologia. Il lavoro è articolato in 3 sezioni principali, una dedicata al monitoraggio dell'integrità con sensoristica avanzata, una dedicata ai sistemi a movimento autonomi (sempre applicati al monitoraggio dell'integrità), e una dedicata alla valutazione strategica delle tecnologie emergenti. Nell'ultima sezione sono fornite alcune indicazioni concrete, anche in relazione alla pubblicazione di una linea guida UNI sull'argomento.

2. Monitoraggio dell'integrità

Un sistema di monitoraggio generico comprende sensori e componenti o sottosistemi elettronici che forniscono servizi per l'identificazione, la trasmissione e l'elaborazione dei dati. Questi sistemi possono essere utilizzati in molti contesti dell'industria di processo per il monitoraggio di apparecchiature critiche, inclusi recipienti, tubi e macchinari rotanti. I sensori adatti al sistema di monitoraggio devono essere economici, non invasivi, flessibili, scalabili e possibilmente facili da collegare. Queste soluzioni utilizzano tecniche di misura non distruttive già note, con la differenza che vengono rese automatiche e inserite in sistemi che hanno capacità di comunicazione e di elaborazione propria, così che le misure raccolte nel tempo possano essere trasmesse in sala controllo ed utilizzate per gestire integrità e

funzionalità delle attrezzature. Esempi noti sono il monitoraggio delle vibrazioni sulle macchine rotanti e il monitoraggio dello spessore con gli ultrasuoni. Il primo permette di rilevare danni precoci alle parti in movimento che potrebbero portare a guasti. Il secondo è installato in posizione critica lungo tubazioni e recipienti in pressione per monitorare la perdita di materiale dovuta a corrosione o erosione e prevenire rotture. La pratica corrente della maggior parte delle raffinerie e degli impianti petrolchimici prevede già il controllo remoto delle macchine rotanti, attraverso sensori di vibrazione collegati alla sala controllo. In questi stabilimenti, prima dell'adozione di soluzioni automatizzate, venivano consumate molte risorse per controllare ogni macchina una per una e passava molto tempo da un'ispezione all'altra. I vantaggi sono davvero notevoli, i difetti vengono rilevati molto prima e c'è una notevole riduzione del rischio per gli operatori, che non devono più andare in giro a individuare macchine in zone difficili [1].

Nel settore chimico e petrolifero i sistemi di contenimento primari (recipienti e tubazioni) sono soggetti a varie forme di deterioramento (corrosione, erosione, fatica, ecc.) e le conseguenti rotture sono all'origine di molti scenari incidentali, inclusi incendi e rilasci ambientali. Assicurare nel tempo l'integrità delle attrezzature è una priorità nella gestione degli stabilimenti e, per aumentare l'efficienza, alle verifiche eseguite durante le fermate periodiche e ai controlli eseguiti anche con gli impianti in esercizio, da qualche anno si aggiungono anche forme di monitoraggio continuo eseguito con reti di sensori distribuiti nelle posizioni particolarmente critiche ai fini di individuare potenziali rotture. Un esempio significativo è la corrosione sotto isolamento, che è sempre un problema insidioso perché, nella prassi comune, per essere rilevata, richiede la rimozione, almeno parziale, della coibentazione delle tubazioni coinvolte, con notevole impatto sulle attività. L'installazione di sensori ad ultrasuoni sotto il coibente, opportunamente collegati via wireless, permette di monitorare in continuo l'assottigliamento e prevenire le possibili rotture. Le emissioni acustiche costituiscono un'ulteriore tecnica utilizzabile per il monitoraggio delle attrezzature, con particolare riguardo alla rilevazione delle cricche [2].

In sintesi, l'uso combinato di sensoristica distribuita contribuisce in modo significativo a migliorare le prestazioni del sistema di gestione dell'integrità dell'impianto, aumenta l'affidabilità e la disponibilità, riduce il tempo, gli sforzi necessari per l'ispezione e i costi operativi associati, oltre all'esposizione degli operatori ai fattori/agenti associati. I limiti di queste soluzioni è che la numerosità di sensori nei punti critici degli impianti non può crescere oltre un certo numero per vari motivi, incluso il costo relativo dei singoli sensori, il loro ingombro, le difficoltà di installazione su molti tipi di attrezzature, i limiti di affidabilità dei sensori.

3 Sistemi di ispezione con capacità di movimento

Con il crescere della digitalizzazione si è visto che la distribuzione della sensoristica potesse essere la prima via per innervare l'impianto e monitorarne le condizioni di salute; ma non l'unica. Molti punti non possono essere controllati con sensori

permanenti; per molti fenomeni non esiste un singolo punto critico da controllare e per avere una probabilità di rilevamento dei difetti sufficientemente alta, occorrerebbero troppi punti sensibilizzati. Per molte situazioni non è poi necessario avere un monitoraggio continuo, quanto delle misurazioni complete con una periodicità ravvicinata, tanto da assicurare che le condizioni nel tempo non devino da quelle attese. Per rispondere a queste esigenze la risposta convenzionale è quella di aumentare i controlli non distruttivi in fase di esercizio. Anche per questo ci sono dei limiti dovuti ai costi degli interventi e soprattutto ai rischi per gli operatori che, per compiere le misure richieste, devono accedere ad aree pericolose perché ad es. sono ubicate in alto, o in aree remote o comunque isolate o con condizioni spinte (es. di temperatura o pressione) o ancora in aree confinate o di difficile accesso. Per superare questi limiti sono state sviluppate le tecniche di misura a distanza, con il supporto di sistemi che hanno capacità di movimento in condizioni che per gli operatori umani sarebbero troppo avverse. Questi sistemi sfruttano gli sviluppi recenti nel settore della robotica e dei veicoli terrestri e aerei a guida autonoma, trasferendo queste possibilità alle attività di ispezione.

3.1 Caratteristiche

Quando vi è l'esigenza di avere misure di integrità complete ed affidabili su attrezzature che sono difficili o impossibili da raggiungere da un operatore umano e non ragionevolmente controllabili attraverso reti di sensori permanenti, si apre lo spazio per l'utilizzo di sistemi di misurazione a distanza, cioè di sistemi che riescano a superare le barriere fisiche che si interpongono fra l'operatore e l'oggetto da misurare, attraverso l'utilizzo di sistemi meccanici che possano portare il sensore a contatto con il sistema da misurare. Si tratta di una famiglia abbastanza vasta di sistemi, che però hanno alcune caratteristiche comuni, che di seguito riassumiamo.

3.1.1 Missione

La prima e fondamentale caratteristica è quella di essere sistemi che svolgono una "missione". In altre parole, questi sistemi vengono attivati per un periodo di tempo relativamente breve e devono raggiungere le posizioni richieste ed eseguire tutte le misure necessarie. I sistemi devono concludere la missione senza recare danni al sistema stesso, alla strumentazione trasportata, all'attrezzatura oggetto di misura, ad eventuali persone, macchine, strutture, impianti e altri oggetti presenti lungo percorso.

3.1.2 Movimento

Si tratta di sistemi che hanno all'interno organi che permettono il movimento in un ambiente particolare, che può essere terrestre, aereo o liquido. Il movimento può essere all'esterno o all'interno delle attrezzature, anche in esercizio. A seconda della necessità, i sistemi saranno specializzati per muoversi in ambienti angusti, elevati in quota, remoti o ostili per vari motivi, quali temperature estreme, mancanza di ossigeno o inquinamento. Se il sistema si muove sul terreno, per controllare

dall'esterno le attrezzature si parla di robot o più in generale di veicoli autonomi senza presenza umana. Se si muove in aria, si parla di drone o UAV (*Unmanned Aerial Vehicle*). Un drone può muoversi all'esterno delle attrezzature o anche all'interno di attrezzature particolarmente grandi, quando queste non sono in esercizio. Lo stesso termine si usa per sistemi che si muovono in mare o in corpi idrici assimilabili per ispezionare dall'esterno le attrezzature, tipicamente gasdotti sottomarini [3]. Vi è poi una grande famiglia di sistemi che si muovono all'interno delle tubazioni o serbatoi in esercizio e controllano le condizioni delle pareti interne. Questa famiglia parte da sistemi di uso comune come i PIG (Pipeline Inspection Gauge), usati da tempo negli oleodotti, per arrivare a robot specializzati per missioni all'interno di impianti più complessi e difficili. I possibili organi di movimento includono ruote, zampe articolati in più segmenti, eliche o altro. I sistemi possono essere distinti in sistemi passivi e attivi. I sistemi passivi vengono trascinati dal flusso e mentre avanzano e ruotano autonomamente, verificando gli spessori delle pareti con sensori ad ultrasuoni. Si tratta di un sistema efficace, ma poco versatile, perché trova molti limiti, inclusi dimensione dei tubi, angoli e raggi di curvatura [4]. I sistemi con movimento autonomo (a bruco) si realizzano con vari segmenti connessi da soffiotti che si gonfiano e sgonfiano. Il sistema a bruco è particolarmente efficace all'interno di tubi stretti e contorti. I sistemi a zampe possono avere al termine eventuali magneti, ventose o ganci in funzione delle esigenze specifiche [5]. Questi sistemi sono in particolare diffusi in sistemi che si arrampicano all'esterno di attrezzature. Caratteristica comune fra droni e robot è che la propulsione di organi di movimento, sia esso arto, ruota o elica, assicurata da un motore indipendente, e fornisce al movimento un grande numero di gradi di libertà.

3.1.3 Controllo del movimento

Il sistema è dotato di sensori più o meno sofisticati che assistono e controllano il movimento. Qui si va dai sistemi più semplici, che hanno a bordo una sensoristica relativamente semplice che avvisa di ostacoli ed interferenze, ma che richiede movimenti telecomandati a distanza da un operatore. A rigore, i sistemi telecomandati non andrebbero inclusi nella categoria dei sistemi a movimento autonomo, ma hanno caratteristiche simili per quanto riguarda meccanica, sensoristica installata a bordo, capacità di raccolta e trasmissione dati e, difatti, possono essere considerati l' "entry level" per i sistemi di misura a distanza. Si va quindi verso sistemi via via più sofisticati, che a bordo hanno una sensoristica adeguata a percepire l'ambiente nel suo complesso e, soprattutto, risorse autonome di calcolo per elaborare i segnali percepiti e muoversi autonomamente nell'ambiente per svolgere la missione assegnata. Essenziale per i sistemi più avanzati è avere a bordo dei software robusti, che siano in grado di adattare il movimento nelle varie situazioni, sfruttando anche le possibilità di apprendimento forniti dall'intelligenza artificiale [6].

3.1.4 Risorse elettriche ed elettroniche ed informatiche

I sistemi descritti hanno poi a bordo uno o più sensori di misura specifica per la valutazione delle condizioni dell'attrezzatura da misurare. La strumentazione di misura a bordo macchina è la ragione d'esistere del sistema. Si può trattare di una semplice video camera per l'esame visivo, o da veri strumenti più avanzati che includono termocamere, spessimetri ad ultrasuoni, misuratori di corrente o di flusso magnetico. Le misure richiedono anche la disponibilità di risorse specifiche per l'acquisizione, la prima elaborazione e la memorizzazione dei dati. In molti casi i dati sono poi esaminati al termine della missione ispettiva, ma può essere necessario, in alcuni casi, anche un sistema di comunicazione per la trasmissione dei dati durante la missione stessa, ove questa ultima sia abbastanza complessa e sia utile avere già un'idea dei primi risultati per decidere sul proseguimento della missione. Per alimentare sensoristica e attuatori di movimento, i sistemi hanno bisogno di energia, che viene fornita da una batteria interna ricaricabile. Meno frequenti sono le alternative di sistemi alimentati via cavo, con pannelli o altri sistemi di raccolta di energia.

3.2 Utilizzo dei sistemi

Lo sviluppo della sensoristica miniaturizzata offre possibilità interessanti per avere strumentazione di ridotto ingombro e peso, installabili anche su robot o droni di dimensioni ridotte e in grado di muoversi su spazi ristretti. Di seguito si riporta un elenco non esaustivo dei tipi di controlli non distruttivi (CND), che possono essere eseguite utilizzando sistemi di ispezione con capacità di movimento autonomo.

3.2.1 Esami visivo e infrarosso

L'esame visivo è il tipo di CND più diffuso e più noto, che ha lo scopo di trovare i difetti presenti sulle superfici interne ed esterne e fornire una valutazione quantitativa su numero e dimensione di tali difetti. La videocamera raccoglie immagini delle superfici da esaminare e può essere installata su qualsiasi sistema, tranne i sistemi che navigano all'interno delle tubazioni piene, dove avrebbe poco senso. I sistemi devono essere dotati di LED o di altri dispositivi di illuminazione, al fine di poter ottenere immagini di elevata qualità. Il riconoscimento, la misurazione ed il conteggio dei difetti nel caso dei sistemi più semplici vengono demandati ad un operatore umano, mentre nei sistemi più avanzati alcune pre-elaborazioni possono già essere fatte a bordo macchina. L'esame a infrarossi è analogo al precedente, con la sola differenza che invece della videocamera a bordo del sistema è installata una termocamera che opera nel campo dell'infrarosso. In questo caso non è necessaria illuminazione.

3.2.2 Spessimetrie

La misura degli spessori con ultrasuoni (UT) è una tecnica ben nota, e consiste nella misurazione del tempo impiegato da un segnale acustico, emesso perpendicolarmente alla superficie, a ritornare indietro riflesso dalla superficie

opposta. Questo è il modo più semplice e diffuso per misurare lo spessore delle lamiere soggette a corrosione. Se la corrosione è uniforme l'efficacia è maggiore, mentre se la corrosione è localizzata nasce il problema di massimizzare la probabilità di intercettare i difetti. A bordo di un sistema con capacità di movimento autonomo sarà presente un sensore UT. Il sistema si muoverà per misurare da un punto di misura all'altro, adottando la strategia di campionamento più efficace per l'oggetto da misurare (e.g. lineare, radiale, ad intervalli variabili)

3.2.3 Altre misure

L' esame a perdita di Flusso Magnetico (MFL) è una tecnica CND, basata sul metodo magnetoscopico (MT), che si applica a materiali ferromagnetici, come alternativa alla misura spessimetrica. Il principio di misura sfrutta le proprietà magnetiche del metallo. Applicando un flusso magnetico su una piccola area, si avrà un assorbimento proporzionale al volume di materiale presente. In corrispondenza di danneggiamenti più estesi si rileva un minore flusso magnetico assorbito. Monitorando le perdite di flusso incontrate sul percorso si ricostruiscono posizione e dimensione dei difetti. La strategia di misura sarà finalizzata a coprire la massima parte della superficie dell'oggetto da misurare.

L'esame a correnti indotte è simile alla precedente. Si usano le correnti indotte generate da una bobina. In presenza di un difetto del materiale, la corrente sarà alterata. Allo stesso tempo ci sarà un effetto sull'impedenza della bobina. Anche in questo caso, monitorando le variazioni di impedenza incontrate sul percorso, si ricostruiscono posizione e dimensione dei difetti.

Si nota che il valore delle misure dipende certo dalla bontà del sensore, ma anche la parte meccanica deve avere caratteristiche di adeguata stabilità per evitare che vibrazioni o scosse possano compromettere la misura e danneggiare la strumentazione stessa.

3.3 Esempi applicativi nell'industria di processo

I sistemi sopra delineati possono servire in varie missioni. In particolare, se ne elencano alcune delle più diffuse e importanti nell'industria di processo.

3.3.1 Misure in quota

Per le misurazioni di punti in quota su superfici interne o esterne, sarebbe necessario montare e smontare ponteggi o attrezzature equivalenti, per consentire all'operatore un accesso in condizioni di sicurezza alle posizioni da ispezionare. Un esempio possono essere le caldaie che devono essere accuratamente ispezionate durante le fermate. Con l'uso di droni che si muovono all'interno si coprono le intere pareti interne. Misure di tipo spessimetrico su colonne di distillazione e torri di raffreddamento, anche in esercizio, vengono fatte efficacemente da robot arrampicatori, che evitano i pericolosi esercizi ai quali erano abituati gli operatori. I robot arrampicatori sono dotati di quattro o più arti meccanici indipendenti, dotati di dispositivi di adesione. I dispositivi di adesione possono essere di tipo meccanico,

magnetico o pneumatico. In particolare, esistono configurazioni che, combinando articolazione e pinze di presa, emulano le tecniche di arrampicata del mondo animale (p.es. gatto, gecko). Elementi essenziali sono i dispositivi di visione tridimensionale, con relativo software di elaborazione immagini, che permettono di individuare ostacoli e trovare il percorso più sicuro. I robot arrampicatori sono ideali anche per l'interno di grandi serbatoi, forni e caldaie, naturalmente solo durante le fermate [7].

Le torce sono un sistema essenziale per la sicurezza degli impianti di processo e sono soggetti a varie forme di deterioramento, incluse corrosione e cricche che possono causare interruzioni di servizio con conseguenze gravi. Le ispezioni sono sempre state problematiche, sia per la difficoltà di accesso, sia per l'altezza, che per la temperatura molto elevata, che si mantiene per alcuni giorni anche dopo lo spegnimento. Per le torce, che sono in aree relativamente libere, è efficace l'utilizzo di droni, che montano videocamere ad alta risoluzione e permettono un esame visuale molto dettagliato, mantenendo l'operatore in posizione di sicurezza [8]. Anche i camini sono soggetti a forme di deterioramento dovute alla temperatura e alla composizione chimica, e sono bene ispezionabili con droni. Al di fuori del settore petrolifero e chimico, l'uso di droni sta diventando una pratica consolidata per la gestione delle pale eoliche e dei parchi fotovoltaici. La sorveglianza con i droni ottiene il doppio fine di scoprire in anticipo forme di incipiente deterioramento e di scoraggiare azioni maligne contro le installazioni stesse [9].

3.3.2 Misure interne

Misurazioni con PIG all'interno di oleodotti sono eseguite regolarmente per prevenire possibili rilasci ambientali. In termine gergale, gli oleodotti ispezionabili con PIG vengono detti "piggabili". Di solito lo sono i maggiori oleodotti che connettono terminali, depositi e raffinerie. Per linee più complicate, per varie curve in sequenza o diametri ridotti, bisogna ricorrere a sistemi dotati di organi di movimento evoluti, quali ruote, cingoli o zampe. Aderendo alle pareti interne essi raggiungono anche tubazioni più piccole e articolate. Per la massima versatilità esistono anche robot vermiformi, che possono muoversi in tubazioni a forte curvatura.

Per i fondi dei serbatoi atmosferici, la verifica di integrità può essere fatta agevolmente con sistemi che vengono calati attraverso aperture sul tetto all'interno del serbatoio in esercizio. Essendo dotati di sistemi misura UT o MFL, possono monitorare i fenomeni di corrosione del fondo. In fase di esercizio, queste misure si sono dimostrate molto più affidabili delle emissioni acustiche normalmente usate [10].

3.3.3 Misure in ambienti difficili e remoti.

Sotto questa voce si includono le misurazioni sulle attrezzature poste in aree d'impianto così congestionate e anguste da non essere raggiungibili da un operatore che trasporti la strumentazione convenzionale. Sono anche comprese le misurazioni all'interno di ambienti confinati o sospetti di inquinamento, per le quali sarebbe

necessario, ai fini di garantire all'operatore un accesso in condizioni di sicurezza alle posizioni da ispezionare, adottare le specifiche e costose misure tecniche ed organizzative di cui al d.p.r. 177/2011.

La sorveglianza esterna su gasdotti e oleodotti è un'altra attività onerosa per gli operatori, per le grandi distanze in gioco e i normali ostacoli degli ambienti naturali. Anche qui i droni sono preziosi per rilevazione possibili perdite o altri danneggiamenti esterni [11]. La sorveglianza con i droni è anche un deterrente per i malintenzionati, che sono spesso attratti dai prodotti petroliferi.

4 Valutazione Strategica

4.1 Punti di forza

Nelle attuali pratiche di sorveglianza dell'integrità, si può adottare l'efficace combinazione di controlli non distruttivi con operatori umani, per le aree facilmente raggiungibili, e ispezioni con sistemi mobili per le aree più difficili da raggiungere. In entrambi i casi la frequenza dei controlli sarà maggiore per gli elementi tecnici critici in base alla significatività ai fini incidentali e alle condizioni rilevate nelle verifiche eseguite durante le fermate. Per alcuni sistemi di contenimento particolarmente critici, si considererà la possibilità di monitoraggio continuo, ove applicabile. Per molti sistemi dinamici, il monitoraggio continuo delle vibrazioni è preferibile alle forme di controllo saltuario, anche in termini economici.

4.2 Punti di debolezza

4.2.1 Interferenza

Per tutti i sistemi di misura autonomi il problema delle interferenze è davvero critico. Per i sistemi terrestri sono di solito presenti sistemi di blocco che impediscono al robot di recare danno a cose o persone. La medesima cosa è più complessa per i droni, che dovrebbero essere azionati su aree non troppo congestionate e possibilmente privi di oggetti poco visibili, come le linee elettriche. Ad ogni buon conto si ricorda che l'utilizzo di droni è soggetto alla normativa sulla navigazione aerea, con una serie crescente di obblighi e autorizzazioni in funzione delle potenze e delle dimensioni dei sistemi.

4.2.2 Il problema delle aree ATEX

La formazione di atmosfere potenzialmente esplosive è un pericolo presente in molte aree interne agli stabilimenti chimici e petroliferi. Per i sistemi in movimento questa può essere una limitazione importante. Per quanto riguarda i droni, di fatto non esiste la possibilità di avere sistemi compatibili con la normativa ATEX. È quindi essenziale che siano usati in ambienti aperti e lontani da punti di emissione di vapori infiammabili, così da escludere anche la più remota possibilità di presenza di atmosfere esplosive. Nel caso di uso di droni in ambienti interni, come caldaie e forni, il loro uso è possibile solo previa bonifica certificata (*gas free*) dell'ambiente.

4.3 Opportunità

4.3.1 Gestione e Prognostica

Per avere una gestione efficace dell'integrità degli impianti, i vari sensori distribuiti nell'impianto devono essere collegati tra loro così da avere una rete adeguata a sensibilizzare le attrezzature più critiche degli impianti. Ciò consente di rilevare difetti minori molto prima che si verifichino danni, guasti o incidenti. Per farlo è fondamentale avere una perfetta identificazione degli elementi critici, attraverso un sistema di "smart tagging" collegato ad un data base che contenga tutti i dati storici dell'attrezzatura, inclusi costruzione, guasti e riparazioni. Un sistema di "smart tag" faciliterà l'aggiornamento del data base in occasioni di controlli, verifiche, guasti e anomalie. L'integrazione delle misure fatte dai sistemi mobili con l'identificazione degli elementi d'impianto consentirà di aggiornare immediatamente il database non appena la missione ispettiva sarà terminata. Allo stesso modo anche le ispezioni fatte da operatore umano saranno all'istante riversate nel data base. Per avere una risposta completa ed efficace è indispensabile disporre anche di un software che possa unire le misura proveniente in continuo dai sensori, e le informazioni provenienti dal data base degli elementi critici, in modo da avere una prognostica della condizione di "salute" degli elementi critici e garantire il prolungamento in sicurezza della vita degli impianti, anche oltre i limiti definiti in base riferimenti di letteratura o a previsioni aprioristiche. Il software dovrebbe includere una piattaforma per la comunicazione, un database e un'interfaccia utente [12]. Il modulo prognostico può utilizzare algoritmi più o meno sofisticati per prevedere l'evoluzione dell'impianto, in modo da supportare il funzionamento, l'ispezione e la manutenzione. Se inizialmente si usavano algoritmi predittivi di tipo deterministico, oggi si preferiscono algoritmi più sofisticati, quali le reti "bayesiane", che consentono di adattare continuamente le probabilità di guasto in base alla numerosità di dati ricevuti. Ulteriori elementi di adattabilità si potranno ottenere sfruttando le potenzialità del machine learning e di altre tecniche di Intelligenza artificiale [13].

4.3.2 Gemelli Digitali

Da ultimo, la numerosità dei dati rilevati con il monitoraggio e con le misure mobili, unita alla forza della prognostica di cui §4.3.1, danno la possibilità di sviluppare i cosiddetti gemelli digitali degli impianti, modelli che combinano le rappresentazioni statiche tipiche dei sistemi CAD di progettazione assistita con i dati raccolti nel tempo, così che si possano simulare anche condizioni future. Questo dà grandi possibilità ai fini della gestione dell'esercizio dell'impianto. Ad esempio, si possono simulare future condizioni di esercizio, inclusi parametri operativi, materie prime e prodotti e vedere l'effetto che potrebbero avere sulle condizioni future dell'impianto e sul relativo tempo di vita delle attrezzature [14]. Questo sulla base delle conoscenze a priori, integrate ed aggiornate da una miriade di dati reali raccolti in precedenza, permettendo di fare sempre le scelte giuste per assicurare disponibilità, affidabilità e sicurezza.

4.3.3 Realtà aumentata e Realtà virtuale

Questi modelli digitali possono avere un uso più immediato ed efficace con i sistemi di realtà aumentata, che consentono, ad esempio, di passeggiare nell'impianto reale vedendo sovrapposte su un occhiale apposito (smart glass) le reali condizioni presenti e future, moltiplicando così le potenzialità delle attività ispettive convenzionali. Particolarmente interessante è anche la combinazione fra i dati acquisiti con le misure mobili all'interno di zone inaccessibili e il modello digitale basato sul CAD dell'attrezzatura stessa [15]. In questo caso serve più la realtà virtuale che, attraverso il visore che esclude il mondo esterno, permette di immergersi all'interno dell'attrezzatura stessa rendendo visibili le effettive condizioni rilevate [16].

4.3.4 Sicurezza del lavoro

Ultima, ma non per importanza, va considerata la sicurezza del lavoro. Gli operatori responsabili dei controlli sono oggi esposti a molti pericoli, fra cui il lavoro in quota, l'accesso ad ambienti confinati o sospetti di inquinamento e l'esposizione ad estremi termici. Con lo sviluppo delle varie forme di ispezione a distanza, senza nulla perdere della loro competenza, gli operatori possono svolgere il lavoro in situazioni maggiormente protette.

4.4 Criticità

È importante che il gestore abbia un quadro completo dell'intero asset, fissi i criteri di disponibilità dell'impianto, affidabilità e continuità delle operazioni, in un quadro di complessiva sicurezza. Su questa base dovrà capire per quali sistemi siano sufficienti i controlli che si fanno in occasione di fermate periodiche, e quali necessitino di controlli più o meno ravvicinati anche in esercizio. Allo stesso modo dovrà capire dove occorra investire su un relativamente costoso sistema fisso di monitoraggio, piuttosto che su misure più o meno ravvicinate con sistemi mobili, probabilmente più economiche. L'investimento su sensoristica e strumentazione deve essere accompagnato da investimenti sul software, inclusa la prognostica, che è essenziale per trasformare i dati in conoscenze e indirizzare così tutta la gestione. Se non riesce a trovare un equilibrio fra tutto questo, il gestore rischia di ottenere dagli investimenti fatti dei risultati minori delle aspettative.

Un'ulteriore criticità è costituita dalle autorità e enti di controllo che non avessero avuto modo di aggiornarsi sulla rapida evoluzione delle tecnologie di controllo e non ne tenessero conto in fase di valutazione, in particolare ai fini del controllo del pericolo di incidente rilevante. In ambiti regolamentati, ad esempio i CND per cui è richiesto necessariamente un operatore qualificato secondo i livelli UNI EN ISO 9712 [17], ancora non sono accettati in situazioni ordinarie, se effettuati da remoto, in quanto non esiste ad oggi una regolamentazione specifica, che occorre certamente incentivare.

5. Conclusioni

Per rispondere alla crescita esponenziale dei sistemi di misura a distanza, il Comitato Termotecnico Italiano – CTI (ente federato UNI) ha visto la necessità di predisporre una linea guida, che verrà presto pubblicata, e consentirà ai gestori di fare scelte efficaci in questo campo e adottare i sistemi più appropriati, evitando quegli errori dei quali si è discusso al §4.4. La linea guida sarà utile anche ai costruttori e integratori di sistemi, che saranno più confidenti nel proporre i sistemi stessi ai gestori. Inoltre, gli enti di controllo avranno uno strumento condiviso per comprendere il miglioramento delle condizioni di sicurezza indotto da queste nuove soluzioni, tenendone adeguatamente conto nei vari passaggi previsti dalle normative sulla sicurezza, inclusi autorizzazione, deroghe, raccomandazioni e prescrizioni, in maniera flessibile in funzione delle condizioni, ad es. considerandoli a supporto delle soluzioni tradizionali.

Per trasferire i risultati della ricerca alla prassi industriale, il ruolo della normazione è essenziale [18]. In una fase iniziale la linea guida può giocare un ruolo essenziale per guidare e indirizzare il mercato, senza però imbrigliarlo troppo in regole rigide che potrebbero essere superate in poco tempo. Con il supporto di un documento ufficiale, infatti, le aziende più prudenti saranno incoraggiate e le autorità ed enti di controllo potranno superare remore e diffidenze, di ostacolo per lo sviluppo delle tecnologie.

Bibliografia

- [1] Bragatto, P., & Ansaldi, S. M. (2022). Cyber physical systems for occupational safety at industrial sites: opportunities and challenges. *Serbian Journal of Management*, 17(2), 451-461.
- [2] Bragatto, P., Ansaldi, S.M., Mennuti, C. (2018) Improving safety of process plants, through smart systems for critical equipment monitoring *Chemical Engineering Transactions*, 67, 49-54.
- [3] Yu, L., Yang, E., Ren, P., Luo, C., Dobie, G., Gu, D., Yan, X. Inspection robots in oil and gas industry: A review of current solutions and future trends (2019) ICAC 2019 - 2019 25th IEEE International Conference on Automation and Computing, art. no. 8895089
- [4] Shukla, A., & Karki, H. (2016). Application of robotics in onshore oil and gas industry—A review Part I. *Robotics and Autonomous Systems*, 75, 490-507.
- [5] Van Den Bos, B., Mallion, A., Wilson, C., Zwicker, E., Schler, A., Black, T. (2015) Robotic inspection solutions for petrochemical pressure vessels. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2015*
- [6] Devold, H., Fjellheim, R. Artificial intelligence in autonomous operation of oil and gas facilities (2019) *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIP 2019*

- [7] Sudevan, V., Shukla, A., Karki, H. (2018) Inspection of vertical structures in oil and gas industry: A review of current scenario and future trends SEG/AAPG/EAGE/SPE Research and Development Petroleum Conference and Exhibition, RDP 2018, 65-68.
- [8] Sabry, H. (2017). Integrity of LNG flare systems. Society of Petroleum Engineers (SPE). In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE. Paper# SPE-188307-MS.
- [9] Kumar, N. M., Sudhakar, K., Samykano, M., & Jayaseelan, V. (2018). On the technologies empowering drones for intelligent monitoring of solar photovoltaic power plants. Paper presented at the Procedia Computer Science, 133 585-593.
- [10] Anvo, R., Sattar, T. P., Gan, T. H., & Pinson, I. (2018). Non-destructive testing robots (NDTBOTs) for In-service storage tank inspection. In Human-Centric Robotics: Proceedings of CLAWAR 2017: 20th International Conference on Climbing and Walking Robots and the Support Technologies for Mobile Machines (pp. 301-308).
- [11] Jordan, S., Moore, J., Hovet, S., Box, J., Perry, J., Kirsche, K., Lewis, D., Tse, Z.T.H. (2018) State-of-the-art technologies for UAV inspections IET Radar, Sonar and Navigation, 12, 151-164.
- [12] Bragatto, P., Agnello, P., Mennuti, C., & Milazzo, M. F. (2020). Online Condition Monitoring: Sensors, Models and Software for a Safe Management of Aged Process Plants. In Computer Aided Chemical Engineering 48, 1753-1758.
- [13] Ali, A., Maley, K., Li, S., Owaid, A.A., Shehhi, A.A. Roadmap for Digitalized Asset Integrity Management System (2021) Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIP 2021,
- [14] Anderson, S., & Barvik, S. (2020). Advanced Offshore Digital Inspection Methods. In International Petroleum Technology Conference (p. D013S008R003). IPTC.
- [15] Ancione, G., Saitta, R., Bragatto, P., Fiumara, G., & Milazzo, M. F. (2022). An Advanced System for the Visualisation and Prediction of Equipment Ageing. Sustainability, 14(10), 6156.
- [16] Augugliaro, G., Balistreri, R., Giacobbe, F., & Pichini, E. (2020). Inail procedure for augmented reality remote survey. Paper presented at the Proceedings of the 30th European Safety and Reliability Conference and the 15th Probabilistic Safety Assessment and Management Conference, 1792-1798.
- [17] ISO 9712:2021 Non-destructive testing — Qualification and certification of NDT personnel. – International Organization for Standardization; Geneva CH.
- [18] European Commission, Directorate-General for Research and Innovation, Radauer, A., Baronowski, S., Yeghyan, M., et al., Scoping study for supporting the development of a code of practice for researchers on standardisation: final report, Tardos, G.(editor), Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2777/567608>

De-energizzazione smart negli impianti di processo: l'esempio Eni

L. Di Donato¹, A. Ferraro¹, D. Freda¹, M. Pirozzi¹, L. Ricciardi¹, M. Venafro²

¹Inail - Dit

²Eni S.p.A.

Abstract

L'evoluzione dei processi produttivi sta comportando una minore presenza del lavoratore in prossimità di impianti e attrezzature nel loro utilizzo durante le fasi di produzione. Tuttavia, non sempre si può prescindere dalla presenza dei lavoratori per le attività di manutenzione, regolazione e pulizia e durante tali attività i lavoratori possono essere esposti a rischi elevati anche se macchine e impianti sono in fermo manutentivo e pertanto de-energizzati. Le suddette attività sono spesso affidate a soggetti esterni specializzati che devono essere opportunamente edotti relativamente alle sequenze di operazioni da effettuare per non inficiare la sicurezza dei lavoratori e preservare l'integrità dell'impianto. Le azioni da effettuare risultano ancor più critiche per quegli item dell'impianto collocati nelle aree in cui si trovano ad operare più addetti, afferenti anche a diverse squadre di manutenzione. Le fasi dell'attività di manutenzione, pulizia o altro a cui bisogna prestare particolare attenzione sono quelle di de-energizzazione delle fonti di energia pericolose e di intercettazione dei fluidi, e la loro riattivazione post-intervento. Il rilascio di energia residua accumulata e non dissipata, nonché la proiezione accidentale di sostanze possono comportare gravi rischi di infortunio, anche mortale. L'implementazione di una corretta procedura di LoTo (*lockout/tagout*) è un importante riferimento per gestire i pericoli derivanti dal riavvio accidentale di macchine, attrezzature o insiemi, prevenendo anche il rilascio/proiezione non previsto di fluidi/solidi.

Il presente documento descrive i benefici derivanti dall'integrazione di una procedura di de-energizzazione in una sezione di impianto di processo e come questa possa essere implementata con l'adozione di tecnologie innovative quali ad esempio Internet of Things (IoT), sistemi di comunicazione smart, o altro.

Keywords: de-energizzazione, lockout/tagout, manutenzione.

1. Introduzione

La crescente robotizzazione delle aziende e l'adozione di tecnologie innovative hanno condotto all'introduzione di un numero sempre maggiore di macchine e attrezzature di lavoro che sono in grado di operare in maniera autonoma. Questo grado di automazione porta a ipotizzare una riduzione sostanziale degli infortuni dei

lavoratori, non essendo in molte circostanze, più indispensabile una loro presenza ravvicinata a parti di macchine e a sostanze pericolose durante le fasi della produzione.

In realtà, questa diminuzione degli infortuni attesa, non sempre si concretizza e non emerge dai dati generali sugli infortuni perché continuano a sussistere attività estremamente delicate dal punto di vista della sicurezza per le quali l'azione del lavoratore in prossimità dell'attrezzatura di lavoro risulta assolutamente necessaria, se non essenziale per la sicurezza e la continuità del servizio.

Queste sono in genere:

- la regolazione;
- la manutenzione con possibile installazione di opere provvisoria;
- l'ispezione;
- la pulizia;
- il controllo.

In particolare, per effettuare in sicurezza le operazioni su attrezzature e macchine è necessario che i punti di regolazione e manutenzione siano, per quanto possibile, situati lontano da zone e punti pericolosi e che le attività siano realizzate a macchina/impianto fermi¹; Se per motivi tecnici non è possibile soddisfare una delle precedenti condizioni, devono essere prese disposizioni per garantire che dette attività possano essere eseguite in condizioni di sicurezza. Questo ovviamente impone delle scelte ponderate da parte del datore di lavoro, essendo fuori dalle sue competenze la costruzione dell'attrezzatura di lavoro, disciplinata dalle direttive di prodotto (come PED o Macchine), ma nella sua responsabilità la messa a disposizione di tali attrezzature ai lavoratori che dovranno poi utilizzarla o mantenerla, nel rispetto del d.lgs.81/08 e della normativa specifica per le verifiche periodiche delle attrezzature (d.m. 11 aprile 2011)

Per le attrezzature in generale si devono disconnettere tutte le fonti di energia e intercettare tutti i fluidi presenti negli apparecchi e nelle tubazioni che afferiscono alla parte di impianto interessata dall'intervento o che in qualche modo possano influenzare o invadere (gas, fluidi, vapori) la zona di lavoro.² Per i macchinari è necessario evitare che vi siano contatti con organi in movimento o parti in tensione e che si creino situazioni in cui vi è accumulo di energie residue non opportunamente scaricate. Per quanto riguarda i fluidi, bisogna escludere l'esposizione dei lavoratori a sostanze pericolose per proprie specifiche caratteristiche (tipologia), o perché in pressione e a temperature estreme. Infatti, il rilascio di materiali e sostanze o meglio la riattivazione non intenzionale o inattesa di fonti di energia sui luoghi di lavoro è causa di incidenti e infortuni gravi e mortali. Un ulteriore fattore di rischio da

¹Requisito previsto, in relazione agli interventi di manutenzione, dal RES 1.6.1 "Manutenzione della macchina" della direttiva 2006/42/CE.

² Requisito previsto, in relazione agli interventi di manutenzione, dal RES 1.6.3 "Isolamento delle fonti di energia" della direttiva 2006/42/CE.

considerare è quello correlato alla possibilità che le operazioni di manutenzione siano effettuate da personale di ditte esterne specializzate che possono operare da sole o insieme al personale interno.

È ovvio che le azioni di miglioramento dovrebbero in primis essere finalizzate a impedire o ridurre la necessità dell'intervento del lavoratore per le attività di cui all'elenco sopra, auspicabilmente aumentando la performance della macchina o attrezzatura³ o sostituendo l'uomo nello svolgimento di tali attività; tuttavia, ciò non è né semplice né sempre possibile. Pertanto, affinché ad una diminuzione dei "malfunzionamenti" si associ una concreta diminuzione del numero di infortuni, dette attività dovrebbero essere realizzate sulla base di istruzioni e procedure operative chiare e tecnicamente e tecnologicamente innovative quali, ad esempio:

- procedure di accesso e abilitazione dei lavoratori addetti (di cui al paragrafo 2),
- soluzioni smart/Industry 4.0 per il rilevamento e il controllo delle grandezze fisiche, dei parametri di lavorazione o della posizione dei lavoratori (paragrafo 4).

Proprio al fine di bloccare le fonti di energia pericolose che possono provocare riavvi non previsti di parti e componenti di macchine e apparecchi, nonché per evitare il rilascio inatteso di sostanze, gas, vapori e per tutte quelle operazioni da effettuare comunque ad impianto de-energizzato, ovvero isolato dalle fonti di energia pericolose, è stata ideata una procedura denominata "procedura LoTo (Lockout/Tagout)".

Le misure previste dalla procedura sono volte a proteggere i lavoratori dai pericoli connessi a tutte le fonti di energia presenti in una attrezzatura di lavoro o di un impianto ad esempio:

- elettrica,
- meccanica,
- pneumatica,
- idraulica,
- chimica,
- gravitazionale,
- termica.

2. La procedura LoTo

La procedura LoTo, standardizzata dall'OSHA (<https://www.osha.gov/control-hazardous-energy/standards>) fornisce le modalità applicative e i criteri da seguire finalizzati a:

- identificare le fonti di energia pericolose;

³ La direttiva 2006/42/CE, in relazione agli interventi di manutenzione, al RES 1.6.4. "Intervento dell'operatore" prevede testualmente: "La macchina deve essere progettata, costruita ed equipaggiata in modo tale da limitare la necessità d'intervento degli operatori. L'intervento di un operatore, ogniqualvolta non possa essere evitato, dovrà poter essere effettuato facilmente e in condizioni di sicurezza."

- isolare e/o dissipare tali energie (de-energizzazione);
- effettuare il *tryout* (verifica strumentale dell'avvenuta de-energizzazione);
- procedere all'arresto e al successivo riavvio di un macchinario/impianto in condizioni di sicurezza per i diversi lavoratori.
- identificare i lavoratori autorizzati, anche con qualifica ai sensi del DPR 177/2011
"Regolamento recante norme per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi operanti in ambienti sospetti di inquinamento o confinanti, a norma dell'articolo 6, comma 8, lettera g), del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81.", se operano all'interno di ambienti confinati e/o sospetti di inquinamento.

La procedura LoTo è finalizzata all'interruzione e alla dissipazione delle fonti di energia pericolose, impedendo il riavvio accidentale e inatteso nelle fasi di manutenzione delle macchine o degli impianti, ed è caratterizzata da cinque elementi fondamentali:

- istruzioni: contengono le procedure specifiche per ogni macchina/attrezzatura finalizzate a operare in condizione di energia zero, ovvero nessuna energia attiva o accumulata per la specifica attività da eseguire; ciò comporta la preliminare identificazione di tutti i punti di controllo dell'energia;
- formazione: è la fase di *training* del personale interessato e autorizzato alle procedure LoTo;
- politiche: prevedono le linee di indirizzo per attivare e rendere operative le procedure;
- dispositivi: sono idonei dispositivi di *lockout e tagout*, appositamente ideati per eseguire il bloccaggio e l'etichettatura;
- auditing: attività necessaria per identificare le fonti di energia pericolose delle macchine/impianti e per evidenziare eventuali interventi necessari per poter applicare correttamente la procedura di lock-out.

La corretta applicazione della procedura risulta dunque condizionata da numerosi fattori, quali le tecnologie disponibili, la possibilità di avere sempre disponibile personale formato, la comunicazione della procedura al personale e altro.

Sono coinvolti nell'applicazione della procedura, compresa la fase di *training*, tutti i lavoratori, dipendenti interni all'azienda e delle ditte appaltanti che partecipano all'attività manutentiva o di cui all'elenco nel capitolo introduttivo. Generalmente si distingue tra lavoratori autorizzati, lavoratori interessati e altri lavoratori. Si deve inoltre tener conto che, se fosse necessario l'accesso in ambienti confinati e/o sospetti di inquinamento (serbatoi, silos, tubazioni ad esempio), per i lavoratori impiegati deve essere effettuato un controllo dell'idoneità alla mansione specifica e, di conseguenza, l'accertamento per questi della qualificazione ai sensi del DPR

177/2011. La procedura va applicata ogniqualvolta un lavoratore può essere esposto a fonti o rilasci di energia e materia pericolosi, indipendentemente dal numero di lavoratori che hanno accesso alla specifica macchina o all'impianto interessati dall'intervento.

I dispositivi ideati e utilizzati per il *lockout* o bloccaggio e per l'etichettatura possono agire sia sulla parte di macchina o impianto interessata dal blocco dell'energia meccanica, idraulica o pneumatica pericolosa (blocchi per volantini, valvole a sfera, valvole a farfalla, valvole di bombole e altre tipologie di intercettazioni per fluidi) e sia sull'impianto elettrico (blocchi per interruttori, sezionatori, portafusibili, salvamotore etc.) per l'isolamento dell'energia elettrica.

Dovrà sempre essere applicata la regola del *One Lock/One Key* per evitare che nel caso di più lavoratori uno solo abbia il controllo del lock attraverso la chiave e possa *dimenticarsi* di altri lavoratori ancora impegnati in attività sull'impianto. Nel caso in cui i suddetti blocchi standardizzati non risultino di agevole impiego, si possono utilizzare dei blocchi cosiddetti "universali", perlopiù a cavo adattabili a diverse situazioni impiantistiche senza mai derogare, però, alla regola imposta del periodo precedente.



Figura 1. Esempi di dispositivi per il lockout e il tagout

In linea con i dettami della procedura LoTo e in relazione ai requisiti dei mezzi incorporati in una macchina o attrezzatura destinati ad impedire il suo avviamento inatteso o di parti di essa in modo che gli interventi umani nelle zone pericolose possano aver luogo in sicurezza, la norma UNI EN ISO 14118:2018 fornisce diverse utili indicazioni. Partendo dalla considerazione che oggi l'automazione ha reso la relazione tra "in funzione" e "in movimento" e tra "ferma" e "a riposo" più difficili da definire aumentando la probabilità di avviamento inatteso in macchine fermate per

attività diagnostiche o azioni correttive, la norma, tra le diverse misure generali, riporta la possibilità che il fabbricante della attrezzatura inserisca nel manuale d'istruzioni, e/o nelle avvertenze della stessa, proprio le procedure da seguire comprese quelle per la dissipazione di energia o il trattenimento (contenimento) e il metodo di verifica. La stessa norma rimarca l'utilizzo di dispositivi per l'isolamento delle fonti di energia che devono

- assicurare una disconnessione o separazione affidabile dalla fonte di energia;
- avere un collegamento meccanico affidabile tra il comando manuale e l'elemento (gli elementi) di isolamento;
- essere dotati di una chiara identificazione dello stato del dispositivo di isolamento che corrisponda a ciascuna posizione del suo comando (attuatore).

Riguardo i dispositivi di bloccaggio dei dispositivi d'isolamento nella posizione di isolamento, la norma prevede le seguenti possibilità:

- mezzi per l'applicazione di uno o più lucchetti;
- dispositivi di interblocco a trasferimento a chiave dove una delle serrature è associata al comando manuale (attuatore) del dispositivo di isolamento;
- l'utilizzo di una o più chiavi personali che sono rilasciate da un dispositivo di blocco delle chiavi interbloccato e trattenuta/e da una o più persone per prevenire un avviamento inatteso e un conseguente eventuale evento pericoloso;
- coperchi o involucri bloccabili.

La stessa norma prende in considerazione anche i dispositivi di dissipazione dell'energia (e relativi mezzi di bloccaggio e fissaggio) che devono essere forniti quando vi è la presenza di energia immagazzinata che possa generare un pericolo.

Di particolare rilievo sono le indicazioni relative alle misure per mantenere il comando di arresto specificando requisiti specifici per:

- i comandi di arresto ad effetto mantenuto generato da un dispositivo di comando di arresto (progettato in primis in modo che i comandi di arresto abbiano la precedenza sui comandi di avviamento);
- i comandi di arresto ad effetto mantenuto generato dal comando della macchina;
- le disconnessioni meccaniche;
- il bloccaggio delle parti mobili.

Infine, la norma richiama anche la necessità che la macchina e i dispositivi di isolamento e trattenuta dell'energia siano progettati, scelti e disposti in modo da permettere una verifica efficace dell'isolamento e della dissipazione dell'energie in gioco e riporta le disposizioni per ottenere un'idonea verifica.

3. Caso applicativo

Al fine di rendere sempre più rigoroso il monitoraggio delle attività in campo, Eni ha sviluppato internamente (a partire dal 2014) un applicativo chiamato e-WP (Electronic Work Permit), accessibile tramite intranet/internet, nato per supportare il processo relativo ai Permessi di Lavoro in tutte le fasi, dal rilascio alla chiusura, con lo scopo di:

- Aumentare il controllo ed il monitoraggio di tutte le regole da applicare nel processo di emissione di un Permesso di Lavoro;
- Prevenire le interferenze tra diversi team di manutenzione che lavorano in una stessa area;
- Digitalizzare la documentazione, semplificandone l'archiviazione e il recupero;

e-WP è attualmente implementato e utilizzato in oltre 100 siti operativi in Italia e all'estero.

La compilazione manuale dei fogli di carta comporta un processo con molti rischi come firme mancanti, perdita di certificati e/o allegati e successive "revisioni" che portano ad un processo indebolito e non completamente monitorato, con perdita di controllo su possibili near miss o incidenti.

La digitalizzazione del Permesso di Lavoro consente a qualsiasi sito di velocizzarne il processo diffondendo la stessa procedura a tutti i soggetti coinvolti, evitando scorciatoie o azioni potenzialmente pericolose che avrebbero un impatto negativo sulla sicurezza degli operatori.

Tra le funzionalità oggi disponibili all'interno della piattaforma e-WP emergono l'interfaccia con il SAP, la possibilità di geolocalizzare i permessi, l'informatizzazione dei documenti di supporto al Permesso di Lavoro, l'archiviazione dei permessi (inclusa la dematerializzazione, la firma grafometrica e la conservazione sostitutiva) e la possibilità di collegare più Permessi di Lavoro o i Permessi di Lavoro ad altri documenti informatizzati (con relazione tipo "fine-inizio").

Attualmente sono in corso importanti attività evolutive, come il rilascio di una versione mobile della piattaforma che permette agli operatori di remotizzare alcuni degli step del processo garantendo una gestione più rapida ed efficace dei processi di gestione dei Permessi di Lavoro.

All'interno del tool sono stati inoltre sviluppati i cosiddetti "certificati" (collegati ai permessi di lavoro e dotati di flussi di approvazioni propri) che non sono altro che moduli complementari («add-on») atti a monitorare specifiche attività. I certificati attualmente in uso in Eni sono i seguenti:

- Certificato di manovra elettrica (Lo/To);
- Isolamento meccanico;
- Piping and Instrumentation Diagram (P&ID);
- Spazi Confinati;
- Presa in carico ponteggi;
- Radiografie industriali;

- Gas check;
- Controlli non distruttivi;
- Audit.

Eni, mediante specifiche procedure interne, definisce in maniera puntuale le attività, i ruoli e le responsabilità dei soggetti coinvolti in attività su sistemi energizzati, con lo scopo di proteggere i lavoratori durante le operazioni di manutenzione su macchine ed apparecchiature. Eni ha quindi sviluppato un flusso approvativo digitale, in coerenza con le procedure aziendali di cui sopra, che riproduce le attività, i ruoli e le responsabilità dei soggetti coinvolti nei sistemi energizzati, con lo scopo di proteggerli durante le operazioni di manutenzione.

Come detto, il sistema LoTo (Lockout/Tagout) è necessario ogni volta che si effettua un intervento di manutenzione in prossimità di una macchina o apparecchiatura che potrebbe causare lesione dovute ad:

- un avvio imprevisto dell'attrezzatura;
- un rilascio imprevisto di energia, che può essere elettrica, idraulica, pneumatica, meccanica, chimica, termica o immagazzinata (o potenziale).

I certificati di isolamento non sono quindi documenti indipendenti, ma devono essere utilizzati e conservati insieme al Permesso di Lavoro secondo le modalità previste dalla procedura aziendale.

In conclusione, il permesso di lavoro elettronico, mediante questo certificato, riesce a gestire in maniera più rigorosa il flusso da seguire per l'esecuzione di una procedura Lo/To, per il monitoraggio dell'isolamento energetico e il ripristino in condizioni sicurezza dell'impianto o dell'apparecchiatura.

4. Implementazioni di soluzioni smart

Per la corretta applicazione delle procedure previste (es. la procedura LoTo) e lo svolgimento in sicurezza di attività di manutenzione, Inail sta studiando e sperimentando le potenzialità tecnologiche e le criticità derivanti dall'impiego di tecnologie innovative, quali ad esempio quelle annoverate nel piano Industria 4.0, per supportare i lavoratori nell'esecuzione della procedura LoTo.

La realizzazione di una piattaforma di controllo degli apparecchi e dell'impianto ormai è una realtà diffusissima, soprattutto per aspetti gestionali ed autorizzativi. Più complessa, ma notevolmente più efficace, risulta essere la messa a disposizione dei lavoratori di un *digital twin* di impianto aggiornato con lo stato della macchina.

L'esecuzione della procedura LoTo, essendo spesso integrata anche da aspetti gestionali aziendali (permessi di lavoro, controllo delle qualifiche, o altro), trarrebbe il massimo beneficio dall'integrazione delle informazioni tecniche e gestionali.

Il *digital twin* di un impianto, o anche del singolo apparecchio, può essere realizzato con diversi livelli di accuratezza che dovrebbero essere scelti in funzione della valutazione dei rischi, tenendo conto delle limitazioni tecnologiche quale ad esempio la disponibilità di copertura di rete o di altre tecnologie wireless che consentono la comunicazione di dati dall'impianto alla piattaforma e viceversa.

Ad esempio, laddove possibile, l'utilizzo di dispositivi wireless applicati su valvole, interruttori o lucchetti consente il controllo, anche a distanza, e l'esecuzione dell'avvenuta de-energizzazione delle fonti di energia pericolose per la specifica attività di manutenzione da eseguire.

L'uso di dispositivi fisici indossabili dai lavoratori che si interfacciano, tramite una connessione in rete, con quelli presenti sulle apparecchiature e/o parti di macchine e impianti, e se del caso anche tra loro, può consentire una supervisione in tempo reale dello stato delle stesse e consente di tracciare la posizione dei lavoratori all'interno di un impianto. In particolare, questo approccio può supportare gli interventi effettuati da diverse squadre di lavoro, interne o esterne, in zone limitrofe evitando le sovrapposizioni e soprattutto l'esposizione a rischi per la presenza di energie pericolose (residue e non) di altri operatori estranei a tali attività.

La ricerca di cui al programma di ricerca scientifica Inail 2018_2021 e al successivo programma 2021-2024, utilizza i risultati del progetto di ricerca denominato "Senergy" realizzato mediante il Bric (bando per il finanziamento di ricerche in collaborazione) n° 40 del 2019 e implementa l'uso di una sensoristica di tipo smart ed in particolare quella relativa ai dispositivi di tipo "wearable" nel contesto delle operazioni di manutenzione di macchine e impianti e attrezzature a pressione "gestite" con una procedura LoTo. Infatti, l'applicazione della procedura, utilizzando ausili wearable mediante i quali, ad esempio, visualizzare i dati significativi ai fini dell'attività espletata, ha sicuramente un valore aggiunto in termini di immediatezza e completezza delle informazioni. Tale aspetto è ancor più rilevante in quelle situazioni (impianti di certe dimensioni e insiemi di macchine e apparecchiature) dove nelle operazioni di manutenzione e/o di service operano più tecnici e anche di ditte diverse contemporaneamente.

Il sistema individuato, progettato e testato utilizzando un prototipo di attrezzatura a sicurezza aumentata si basa sui seguenti elementi:

- 1) tag-rfid passivi a frequenza ultra alta allocati sugli indumenti di lavoro o i DPI che devono indossare i lavoratori (in particolare quelli addetti alla manutenzione);
- 2) un sistema di localizzazione basato sulla tecnologia UHF-RFID costituito fondamentalmente da un'antenna reader e da uno specifico software per il tracking; il sistema, grazie al movimento dell'antenna e al software dedicato all'individuazione dell'area dove si trova l'operatore e alla comunicazione al cloud server Back-end, permette di determinare la posizione in tempo reale dei lavoratori che indossano i tag UHF-RFID;
- 3) un'applicazione Android su dispositivo mobile utilizzata dall'operatore per mandare/ricevere informazioni e conferme riguardo al processo di de/re-energizzazione;
- 4) Tag NFC posizionati in corrispondenza dei punti dove i lavoratori devono eseguire i task della procedura di de-energizzazione. I lavoratori leggono i tag NFC ed informano il sistema cloud server Back-end riguardo alla loro posizione, poi

ricevono la conferma sul loro corretto posizionamento per lo specifico step della procedura;

5) un software cloud server Back-end basato sul framework di Spring on java che di fatto è il cuore logico del sistema smart per la gestione della de-energizzazione poiché coordina le comunicazioni tra le varie parti del sistema smart e registra ogni informazione sulla procedura di de-energizzazione in uno specifico database;

6) un server cloud Front-end sviluppato sulla piattaforma Angular che funziona da interfaccia tra il sistema e il supervisore della manutenzione.

7) macchine, attrezzature e attrezzature a pressione facenti parte di un impianto che possono interagire con il cloud server Back-end per ricevere comandi e fornire feedback riguardo il loro stato di funzionamento al lavoratore di manutenzione tramite l'applicazione dedicata installata sul dispositivo mobile utilizzato dal lavoratore.

8) un selettore modale smart per la manutenzione aggiuntivo al selettore modale standard nel rispetto del punto 1.2.5 "Selezione dei modi di controllo o di funzionamento" dell'Allegato I della Direttiva Macchine 2006/42/CE;

9) un modulo Modbus TCP/IP che consente l'interazione tra il server cloud Back-end e il sistema di controllo delle macchine e delle attrezzature a pressione di un impianto.



Figura 2. Sistema smart per la de-energizzazione di un impianto

5. Conclusioni

Da quanto sopra, l'applicazione di una procedura LoTo risulta assolutamente essenziale, procedura che purtroppo è spesso disattesa con il risultato di incidenti che possono coinvolgere anche più lavoratori. Non dimentichiamo infatti che in particolare per impianti di grandi dimensioni ed estesi su grandi superfici diventa

complesso tenere sotto controllo la presenza di più lavoratori o addirittura di squadre diverse di lavoratori. Se introduciamo anche la complessità dovuta alle lavorazioni in ambienti confinati e/o sospetti di inquinamento ci si rende conto che se le procedure correlate alle attività di manutenzione vengono disattese la possibilità di un incidente con un infortunio diventano altamente probabili. Le tecnologie smart possono sicuramente essere di aiuto nelle fasi di gestione degli aspetti lavorativi soprattutto quando tendono, anche con la digitalizzazione di documenti, a dare informazioni immediatamente disponibili relative:

- alle attività che devono essere eseguite per poter effettuare la manutenzione sicura di attrezzature e impianti;
- ai parametri di lavoro delle attrezzature di lavoro (che siano compatibili con la sicurezza per l'attività da svolgere);
- alla disponibilità dei DPI adeguati al lavoro da svolgere dei lavoratori;
- alla presenza in corrispondenza dell'attrezzatura di lavoro o impianto oggetto di attività manutentive dei lavoratori esclusivamente *autorizzati allo svolgimento della mansione*.

Gli strumenti più comunemente utilizzati sono device quali tablet, smartphone e hololens o comunque sistemi di Augmented Reality (AR) o Virtual Reality (VR) che possono essere forniti ai lavoratori sul campo e che consentono loro di essere in contatto con la stanza di controllo remoto in modo da chiedere, ricevere e fornire informazioni relativamente alle attività da svolgere da remoto.

Inail, ed in particolare il laboratorio "*Sicurezza degli Impianti di Trasformazione e Produzione*", in considerazione dei risultati già raggiunti e delle attività in corso, si propone anche nel prossimo futuro quale soggetto promotore ed esecutore per lo sviluppo di progetti di ricerca e studi in collaborazione con Università, Competent Center e altri soggetti Istituzionali e non con la finalità di implementare l'uso delle nuove tecnologie e degli strumenti di IoT per migliorare le attività di manutenzione anche eseguite seguendo procedure standardizzate.

6. Bibliografia

- [1] OSHA "The Control of Hazardous Energy (Lockout/Tagout)", Section 1910.147, 1989.
- [2] De Santis P. "Il rischio di infortunio da avviamento inatteso come fonte di gravi infortuni: la procedura di lockout-tagout raccomandata Dall'OSHA", 2004.
- [3] SUVA "Avviamento inatteso di macchine e impianti", codice: 67075.i, 2015.
- [4] Di Donato, L., Tomassini, L., Ferraro, A., Piegari, G., Capelli, P., Lugli, S., Maiocchi, B., Delussu, N., Ficcadenti, T., Rizzati, M., Muni, A., "Il defeating di un dispositivo di interblocco associato ai ripari. Norma EN ISO 14119:2013. Caso studio", Inail, dicembre 2016. ISBN 978-88-7484-519-4.
- [5] Vignali, G., Bottani, E., Guareschi, N., Di Donato, L., Ferraro, A., Pirozzi, M., Tomassini, L., Longo, F., "Development of a 4.0 industry application for increasing occupational safety: tests on aseptic filling line", ICE2019 Conference, 2019.

Sistemi di rivestimento per l'ottimizzazione della durabilità e dell'efficientamento energetico di scambiatori di calore

L. Comel¹, R. Grassetti²

¹Project manager, G.M.A. srl

²CEO, G.M.A. srl

Abstract

Gli scambiatori di calore a fascio tubiero sono componenti critiche all'interno degli impianti industriali, e dal loro corretto funzionamento dipende l'affidabilità e l'efficienza di tutto il ciclo produttivo. In funzione delle condizioni di processo possono essere adottate delle soluzioni integrate volte ad ottimizzare la durabilità e l'efficienza di scambiatori di calore sia di nuova costruzione che già in servizio.

Nel corso degli anni sono stati sviluppati approcci per consentire la risoluzione, sia in ottica preventiva che correttiva, di problematiche corrosive ed erosive, consentendo l'ottimizzazione delle scelte metallurgiche ed il prolungamento della vita utile del manufatto.

In seguito, nella prospettiva dell'efficientamento energetico, si è approfondita l'analisi dell'effetto benefico del coating in termini di riduzione dei fenomeni di adesione di depositi sulle superfici interne dei tubi.

A tal riguardo sono state svolte sperimentazioni in collaborazione con alcuni partner industriali ed è attualmente in corso di svolgimento uno studio sperimentale volto alla caratterizzazione delle proprietà antifouling di diverse tipologie di rivestimenti.

Le soluzioni proposte sono coperte da brevetti industriali e sono state oggetto di svariate applicazioni negli ultimi 30 anni nel trattamento di scambiatori di calore nei siti industriali di alcuni tra i maggiori player internazionali nel settore oil&gas.

Keywords: scambiatori di calore, rivestimenti, efficienza, anticorrosione, fouling, asset integrity.

1. Introduzione

Anni di ricerca e applicazioni reali nel campo dei rivestimenti anticorrosivi per la prevenzione ed il controllo dei fenomeni corrosivi ed erosivi di componenti di impianto ed in particolare di condensatori e scambiatori di calore, hanno portato allo sviluppo di tecnologie brevettate per il rivestimento in alto spessore delle piastre dei fasci tubieri, il rivestimento delle casse d'acqua ed il rivestimento delle superfici interne dei tubi, che può essere applicata sia sui tratti di ingresso/uscita utilizzando una speciale pistola a spruzzo, o su tutta la lunghezza mediante una macchina di verniciatura semiautomatica.

1.1 Corrosione negli scambiatori di calore

Gli scambiatori sono continuamente esposti, dal lato refrigerante, ad un ambiente aggressivo e soggetto a fenomeni di fouling, per la presenza, ad esempio, di cloruri, solfuri, sabbia e fango. Lo sporco, in particolare, aumenta la resistenza allo scambio termico, diminuendo il rendimento dell'apparecchiatura, rendendo necessari frequenti trattamenti di lavaggio chimico o idrodinamico e innescando processi corrosivi sotto deposito.

I fasci tubieri degli scambiatori di calore sono realizzati, in funzione delle condizioni di esercizio, in materiali diversi, che spaziano dall'acciaio carbonio, alle leghe di rame, all'acciaio inox, fino al titanio. Le problematiche che possono derivare da una non corretta applicazione della metallurgia sono molteplici e possono andare da una corrosione generalizzata, a forature in tempi rapidi, a fenomeni erosivi, con conseguenti effetti negativi sull'esercizio dell'impianto.

Nel caso, ad esempio, della foratura anche di un solo tubo del condensatore di vapore a servizio della turbina di una centrale elettrica ed impiego di acqua mare, la presenza di cloruri lato vapore richiede azioni tempestive che possono comportare la fermata non pianificata dell'impianto.

Qualora invece si verifichi una foratura microscopica in un tubo di condensatore a servizio di gruppo frigorifero, si genera la perdita di grandi quantità di gas refrigerante e consecutivo fuori servizio dell'impianto.

Nelle seguenti immagini vengono presentati alcuni casi a nostro avviso significativi osservati negli anni.



Figura 1. Fenomeni erosivi legati a sovravelocità in combinazione con particolato in sospensione in tubi in Al-brass



Figura 2. Foratura per sovravelocità in tubi in rame di condensatore di gruppo frigorifero. Si noti come la presenza del frammento di materiale plastico (proveniente da torre evaporativa) bloccato nella spirale del tubo è stato la causa della problematica

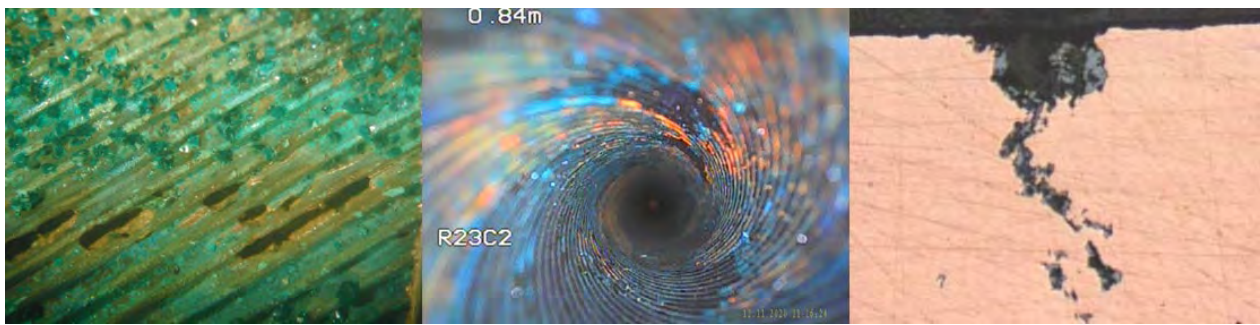


Figura 3. Corrosione localizzata (ant-nest) in tubi in rame di gruppo frigorifero. Fenomeno di difficile diagnosi anche con strumentazione avanzata per CND



Figura 4. Fenomeni erosivi su tubi in Cu-Ni per la presenza di sabbia in sospensione nell'acqua di raffreddamento

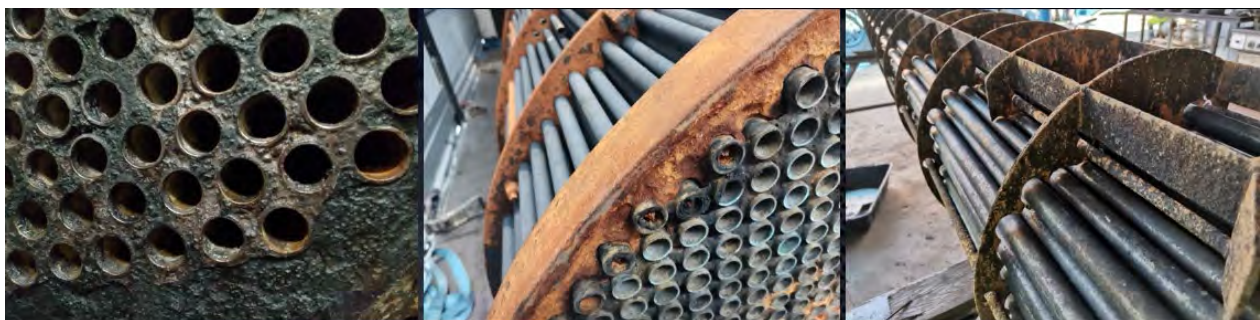


Figura 5. Fenomeni legati all'interazione galvanica tra tubi e piastre tubiere realizzati con materiali con diverso potenziale di elettronegatività

2. Metodi

2.1 Tecnologie per il rivestimento degli scambiatori di calore

Nel corso degli anni sono state individuate soluzioni in grado di rispondere alle problematiche lato dei tubi, prevenendo i danni causati da sporco, corrosione, erosione e cavitazione, mediante l'applicazione di resine di natura epossidica o epossifenolica sulle superfici delle piastre tubiere, interno tubi e casse acqua degli scambiatori di calore o condensatori.

Con l'opportuna valutazione delle resine è possibile l'impiego sia per l'utilizzo nel circuito acqua di raffreddamento (anche nel caso di bonifiche degli scambiatori con vapore) ma anche in presenza di sostanze chimiche aggressive, fino ad una temperatura massima di esercizio di 180°C.

Tra le tecnologie sviluppate, degno di menzione è il sistema brevettato semiautomatico per la verniciatura su piena lunghezza di tubi di fasci tubieri, con diametri a partire da 13 mm, utilizzabile per interventi sia in stabilimento che nei siti dei committenti.

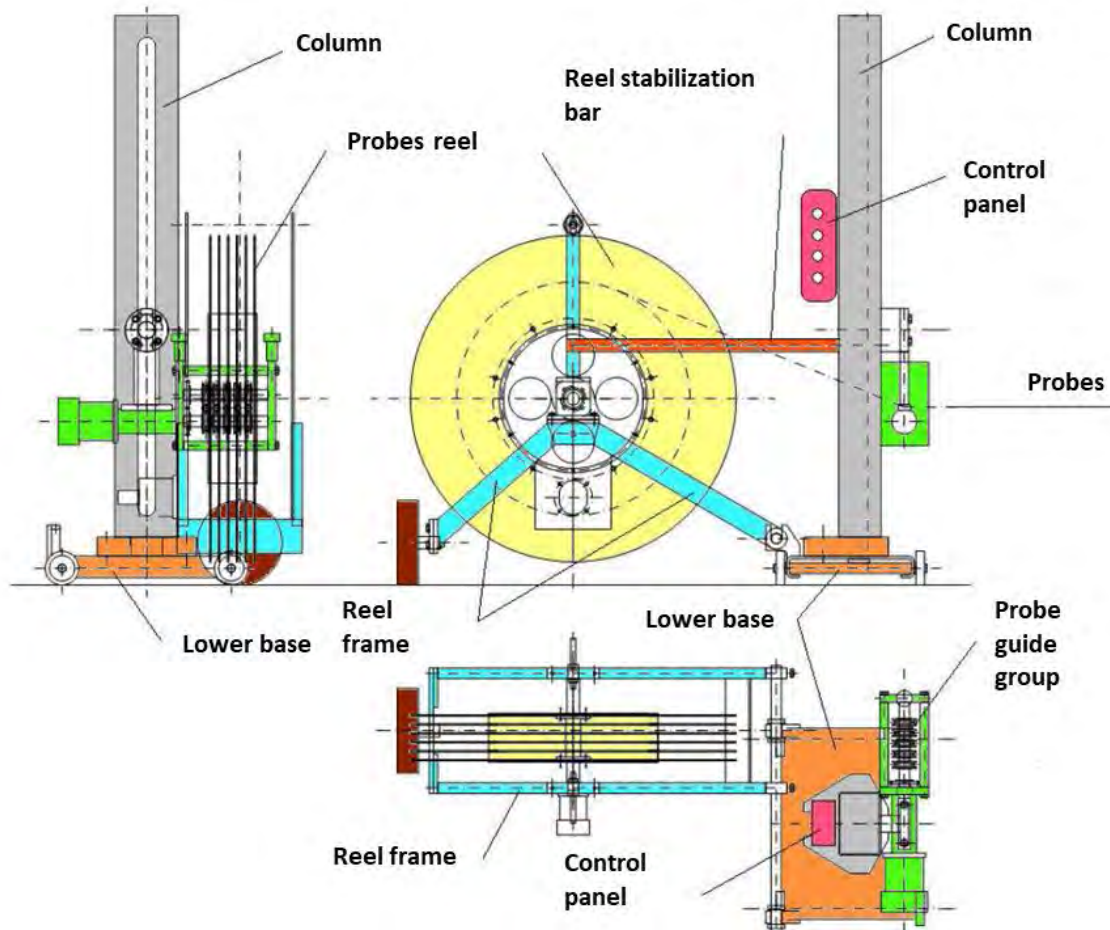


Fig. 6. Disegno costruttivo della macchina semi-automatica di verniciatura interna dei tubi dei fasci tubieri.

La macchina semi-automatica di verniciatura è costituita da cinque sonde mobili che vengono inserite all'interno dei tubi; le sonde, tramite un ugello radiale, spruzzano con tecnica misto aria in modo uniforme il prodotto verniciante su tutta la superficie interna del tubo con uno spessore di circa 50 micron a passata.

2.2 Studi di efficacia e durabilità

Sono stati svolti nel tempo vari test di durabilità presso laboratori accreditati, includendo prove di immersione in varie soluzioni e nebbia salina fino a 2000 ore. In particolare, sono state effettuate sulle varie formulazioni di materiali, applicati su campioni di varie metallurgie, delle prove di immersione a lungo termine in acqua dolce ed acqua salmastra secondo ISO 2812.

Ulteriori test sono stati svolti secondo ISO9227 per verificare la resistenza del materiale alla nebbia salina fino a 2000 ore.

Detti test vengono periodicamente ripetuti, al fine di confermare la resistenza dei materiali a seguito di variazioni composizionali (legate, ad esempio, a requisiti normativi su base europea) oppure nel caso di formulazione di nuovi materiali prima della loro immissione nei cicli di verniciatura.

Sono stati inoltre svolti test di laboratorio e sul campo finalizzati a verificare l'influenza dell'applicazione del rivestimento sullo scambio termico del fascio tubiero, in particolare in riferimento all'applicazione su piena lunghezza dei tubi.

Le applicazioni sul campo vengono periodicamente monitorate, consentendo di realizzare uno storico riguardante la durabilità dei rivestimenti nelle varie condizioni di esercizio.

2.3 Effetto in termini di anti-fouling

Nel corso degli ultimi anni, nell'ottica dell'efficientamento energetico è aumentata in maniera sensibile la richiesta dei committenti di individuare delle soluzioni atte a ridurre l'adesione di depositi sulle pareti interne dei tubi, al fine di limitare o annullare la necessità di impattanti interventi di pulizia.

Il fouling è una questione piuttosto complessa da studiare in quanto non esistono metodologie di prova standardizzate per misurare l'influenza che esercita sulla prestazione energetica di uno scambiatore: risulta quindi essenziale studiare i meccanismi di formazione dei depositi biologici sui rivestimenti per valutare in maniera scientifica le caratteristiche di resistenza all'incrostazione dei coating.

Sono stati svolti in collaborazione con un importante partner internazionale degli studi sperimentali su tubazioni in Cu-Ni e acciaio inox inserite in un simulacro di prova volto a ricreare le condizioni di fouling presenti nei loro impianti industriali alimentati da acqua di fiume.

G.M.A. ha recentemente ricevuto un contributo su Fondo POR FESR 2021-2027 per la realizzazione del progetto CLEAN - Coating Life Extension for ANticorrosive applications, che verte sui seguenti argomenti: approfondimento delle proprietà antifouling e di scambio termico del sistema Phencote per il rivestimento di scambiatori di calore, ottimizzazione del sistema di applicazione, analisi LCA del processo e creazione dei relativi standard. Le fasi della ricerca si avvalgono della collaborazione del Dipartimento di Ingegneria e Architettura dell'Università degli Studi di Trieste e della MaterialScan S.r.l.

Sulla base di questo progetto è attualmente in corso di svolgimento uno studio sperimentale volto alla valutazione dell'effetto di varie tipologie di rivestimento su tubi in inox, Cu-Ni e ottone con circolazione di acqua mare. In parallelo vengono svolti approfonditi studi di caratterizzazione superficiale dei materiali, rivestiti e non.

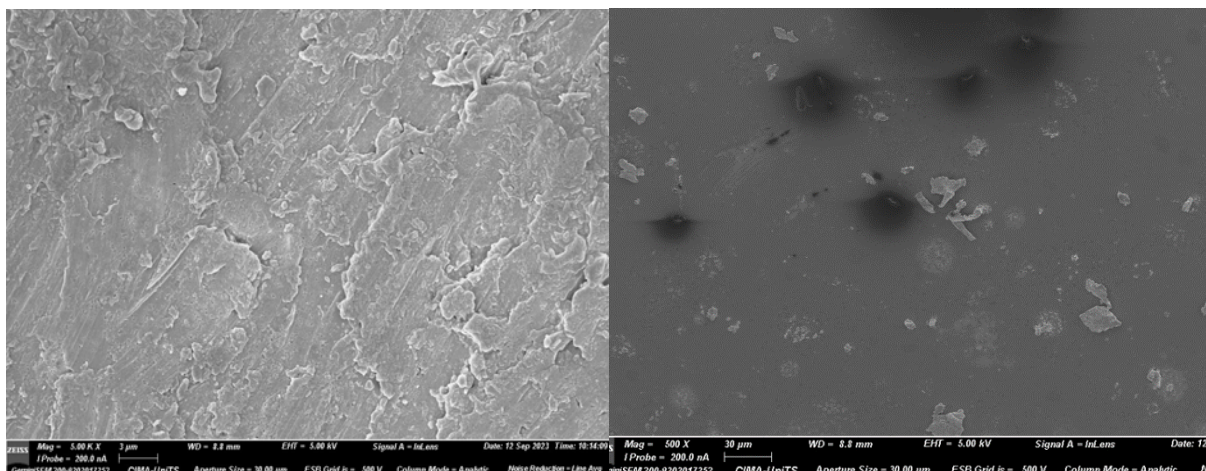


Figura 7. Confronto al microscopio a scansione elettronica tra campione non rivestito in Cu-Ni e tubo con rivestimento epossidico



Figura 8. Setup di prova per la simulazione del flusso di acqua mare a confronto in tubi rivestiti e non

3. Risultati

3.1 Test di laboratorio

I test sperimentali di caratterizzazione dei materiali mostrano il mantenimento di ottimali caratteristiche di resistenza nel tempo, con mantenimento di elevati valori di adesione al substrato, sia esso in acciaio carbonio che in leghe di rame.



Figura 9. Test di adesione ISO4624 su campioni in acciaio carbonio rivestiti in HR60TL a 200 micron per simulare il ciclo impiegato nel rivestimento di scambiatori di calore. Condizionamento a 2000 ore mediante nebbia salina. Si osservi la non propagazione della corrosione a partire dall'intaglio ed il distacco adesivo del funghetto dal rivestimento a carichi elevati.

Le analisi morfologiche e strumentali sulla superficie dei materiali sono volte a verificare il possibile ruolo del rivestimento in termini di riduzione dell'effetto del fouling.

I risultati preliminari dell'indagine mostrano in generale una sensibile riduzione della rugosità per la presenza del rivestimento rispetto al metallo nudo, oltre ad una netta diminuzione della bagnabilità, in particolare rispetto ad acciaio inox e Al-brass. La stessa morfologia superficiale, nella verifica al microscopio elettronico, consente di apprezzare la maggiore uniformità delle superfici in presenza del rivestimento.

I test di condizionamento in acqua di fiume a lungo termine (fino a 28 settimane) mostrano un rilevante effetto benefico del coating nell'adesione di depositi carbonatici

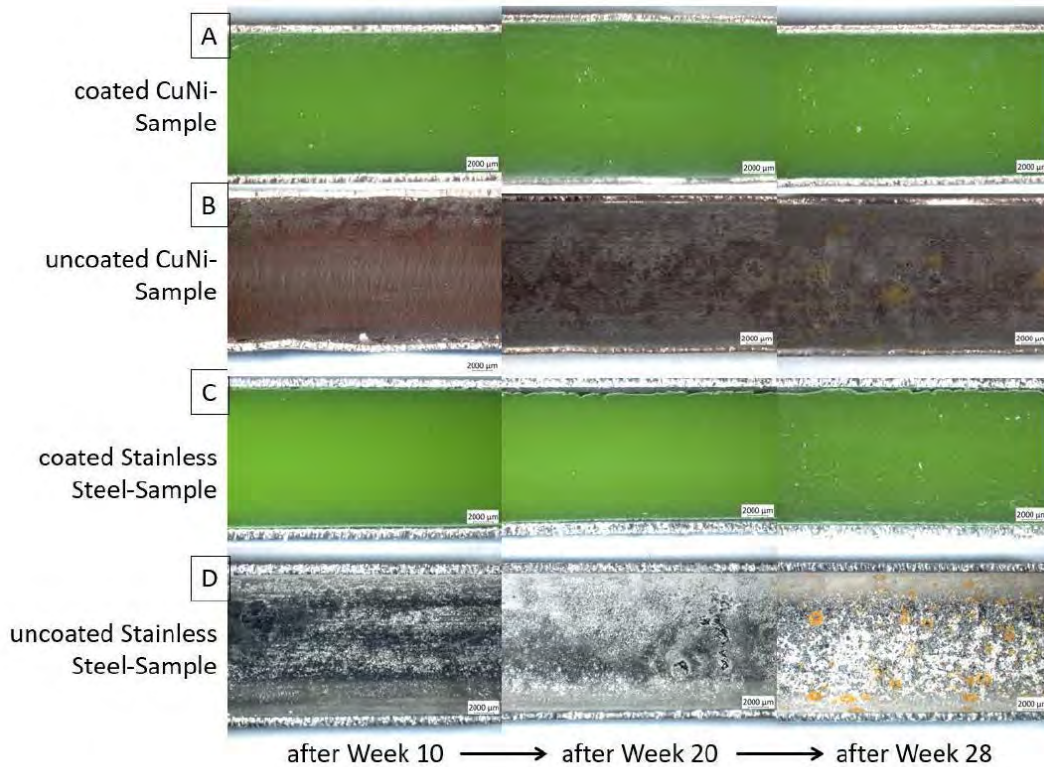


Figura 10. Confronto visivo nel tempo tra le tipologie di tubi rivestiti e non

Per quanto riguarda la formazione di film biologico, il conteggio di cellule sui tubi in inox mostra valori superiori fino a 60 volte nei tubi non rivestiti rispetto a quelli con rivestimento.

Test duration [weeks]	Total cell counts (1.000/cm ²)								
	A-1	A-3	A-5	C-1	C-3	C-5	D-1	D-3	D-5
10	0	0	0	0	97	54	5.500	5.600	5.900
20	36	36	60	86	220	140	2.400	3.200	2.600
28	14	130	48	280	230	270	3.300	2.900	1.300
	Coated CuNi			Coated SS			Uncoated SS		

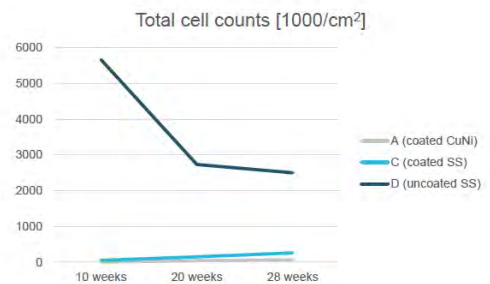


Figura 11. Valutazione nel tempo del conteggio delle cellule biologiche sulle varie tipologie di tubi

3.2 Case study

3.2.1 Scambiatori raffineria

Nel 2013 sono stati rivestiti presso 8 fasci tubieri di nuova costruzione, destinati all'installazione presso un sito Oil&Gas in Libia. Nei precedenti esercizi, i fasci tubieri, realizzati in acciaio carbonio e non rivestiti mostravano già sul breve-medio

termine importanti problematiche sia di natura corrosiva che di sporcamento, inficiando in maniera significativa l'efficienza dell'impianto.

In sinergia con la committenza viene messo in atto un ciclo di rivestimento, che prevede l'applicazione di un rivestimento epossidico su piena lunghezza all'interno dei tubi, completato da un coating in alto spessore (3 mm) sulle piastre tubiere, atto a proteggere l'interfaccia tubo/piastra.

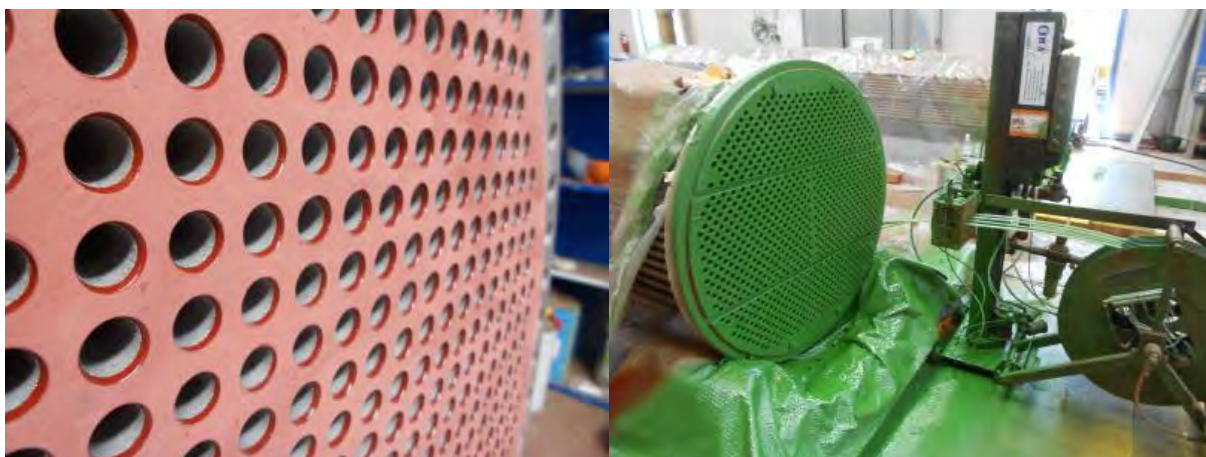


Figura 12. Fasi di applicazione del rivestimento

A distanza di 4 anni dalla messa in servizio gli scambiatori vengono aperti e soggetti ad un controllo visivo ed endoscopico. Viene inoltre fatta una valutazione comparativa tra i fasci tubieri rivestiti e fasci di analoga costruzione e medesimo servizio, privi però di rivestimento. Il report, emesso dalla committenza, evidenzia la grande differenza a livello di presenza di prodotti di corrosione e depositi a favore dei fasci rivestiti, con il coating che appare perfettamente conservato.



Figura 13. Osservazione visiva ed endoscopica di un fascio tubiero rivestito

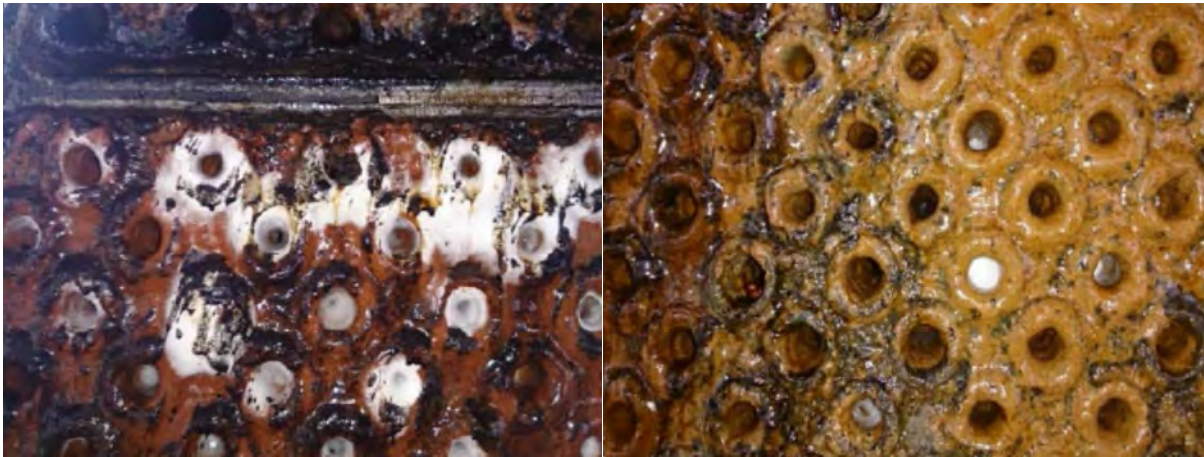


Figura 14. Fascio non rivestito nelle medesime condizioni di servizio

4. Conclusioni

L'utilizzo di sistemi di rivestimento epossidici ed epossifenolici su scambiatori di calore è una soluzione consolidata che consente di incrementare le prestazioni e la durata delle componenti, grazie all'effetto anticorrosivo ed alla possibilità di ottimizzare le scelte metallurgiche ed ovviare ad eventuali problematiche di esercizio o errori di progettazione. Meno noto, ma di primario interesse nell'ottica dell'efficientamento energetico e della riduzione degli interventi manutentivi è l'effetto benefico del coating a livello di adesione di depositi alle pareti dei tubi, siano essi di natura organica (biofouling) o inorganica (tipicamente carbonati). Sono stati svolti studi sperimentali che hanno consentito di misurare questo effetto, confermato dall'esperienza sul campo nel rivestimento di fasci tubieri per i settori power e oil&gas.

È inoltre in corso di svolgimento uno studio, cofinanziato da Fondo POR FESR 2021-2027, volto ad approfondire le dinamiche alla base dell'effetto di antifouling e di efficientamento energetico relativo all'applicazione di sistemi di rivestimento su fasci tubieri.

5. Bibliografia

- [1] R. Grassetti, S. Doria Protection of heat exchangers by means of coating their internal surface. CORROSION ITALIA 2003, Taormina, Italia
- [2] R. Grassetti, S. Doria Ottenere l'efficienza dello scambio termico degli scambiatori a fascio tubiero", *Manutenzione, Tecnica e Management*, 6/2000, 51-54
- [3] L. Comel, R. Grassetti Atti della Conferenza su "Protezione e ripristino anticorrosivo di scambiatori di calore e condensatori in centrali elettriche, raffinerie ed impianti petrolchimici" SAFAP. Milano, 16/11/2016
- [4] L. Comel, A. Vanacore Atti della conferenza su "Corrosion in refinery and petrochemistry" EFC WP15 spring meeting. Lille, 30/03/2023
- [5] L. Comel Atti della conferenza su « revêtements (coating) utilisés pour protéger les échangeurs contre la corrosion » CEFACOR Parigi 21.10.2021

La Conduzione dei generatori di vapore: tra realtà e realtà aumentata

G. Giannelli¹, G. Grillone², N. Altamura³, V. Nastasi², A. Muratore¹

¹ Inail - Uot di Como

² Inail - Uot di Palermo

³ Inail - Uot di Bari

Abstract

La conduzione dei generatori di vapore è un aspetto vitale per la sicurezza di queste attrezzature che affonda le radici nella storia industriale del nostro Paese. L'evoluzione dei moderni generatori offre al conduttore un ampio ventaglio di ausili che rendono la conduzione più simile ad una sorveglianza che ad una vera e propria conduzione. L'adozione di accessori di controllo e sicurezza sempre più sofisticati ha consentito di alleggerire di molto il carico di lavoro del conduttore; su questa linea la normazione si è mossa per recepire la spinta all'automazione dei controlli di esercizio, seguendo la traccia della conduzione senza assistenza continua e consentendo l'assistenza a cadenze definite (24, 48 e 72 ore). Su questa linea si muovono, ad esempio, le specifiche tecniche del Comitato Termotecnico Italiano designate UNI/TS 11325-3:2021 e UNI/TS 11325-10:2018 fornendo le indicazioni tecniche per la conduzione senza assistenza continua.

Ciononostante il ruolo del conduttore resta comunque importante, sia nella sorveglianza periodica del generatore sia nella conduzione diretta in caso di situazioni transitorie (avviamento e arresto) o di anomalie dei sistemi (es. accessori di regolazione).

In tale contesto assume un'importanza primaria la formazione del futuro conduttore, sia attraverso la realizzazione di spazi attrezzati dei dispositivi essenziali all'esercizio del generatore, sia attraverso la realizzazione di simulatori che forniscano (anche attraverso sistemi a realtà virtuale o aumentata) strumenti di addestramento realistici.

Scopo di questo lavoro è, dunque, analizzare le condizioni, le metodologie utili a tradurre in pratica i percorsi formativi per gli aspiranti conduttori.

Keywords: generatori di vapore, sicurezza sul lavoro, conduzione, abilitazione, attrezzature a pressione.

1. Introduzione

I moderni generatori di vapore sono dotati di numerosi dispositivi che agevolano e sostituiscono, almeno per archi temporali definiti, i conduttori.

L'evoluzione tecnologica ha fatto sì che la conduzione si sia sempre più indirizzata verso una sorveglianza del generatore (UNI TS 11325-3 e UNI TS 11325-10), piuttosto che una conduzione puntuale.

L'introduzione di accessori in grado di monitorare tutti i parametri fondamentali ai fini di un corretto esercizio del generatore (livello, pressione, qualità dell'acqua), integrati da software di gestione del generatore, hanno consentito l'introduzione di una conduzione in modalità non continua, in Italia limitata alle 72 ore.

In ogni caso, però, il ruolo del conduttore continua a rivestire un importante elemento di sicurezza (vale la pena ricordare che, esclusi i casi previsti nell'allegato III del D.M. n° 94 del 07/08/2020 punto 1.1 per i quali viene concesso l'esonero secondo le modalità previste al punto 2 del medesimo Decreto Ministeriale e i casi previsti al punto 2.2 del medesimo Decreto Ministeriale, i generatori devono essere condotti da conduttore abilitato ai sensi del D.M. n° 94 del 07/08/2020 con il pertinente grado di abilitazione, indipendentemente dalla modalità continua o discontinua di conduzione prevista dal fabbricante) in quanto il conduttore è in grado di fronteggiare situazioni di transitorio e situazioni di emergenza e di poter prevenire eventi critici ai fini della sicurezza del generatore sulla base della specifica formazione ricevuta e dell'esperienza operativa.

Vista l'importanza di un'adeguata formazione, teorica e pratica, del il recente D.M. n° 94 del 07/08/2020 definisce nel dettaglio tempistiche e contenuti della formazione dell'aspirante conduttore, requisito preliminare per l'ammissione all'esame di abilitazione.

In tale contesto gli autori del presente articolo si stanno impegnando, unitamente ad altri tecnologi inseriti in uno specifico obiettivo del Piano di ricerca 2022-2024 dell'INAIL, a mettere a punto un sistema di formazione dell'aspirante conduttore basato sull'impiego della realtà virtuale, simulando determinate condizioni di transitorio o di esercizio ed infine di emergenza.

Una ulteriore attività si è sviluppata sulla realizzazione di uno spazio attrezzato, utile per illustrare al discente i vari accessori del generatore e, a spazio completamente realizzato, un simulacro di generatore per l'individuazione e la descrizione dell'operabilità degli accessori montati.

2. Finalità simulazione

Preliminarmente si è proceduto a definire una serie di condizioni operative del generatore, individuando parallelamente gli accessori interessati che devono essere presenti nella simulazione ed operabili dal conduttore.

L'obiettivo dichiarato è mettere il conduttore di fronte a stati di esercizio in cui possa esercitare le proprie conoscenze acquisite durante le fasi teorica e pratica del corso di formazione, entrambe obbligatorie.

La definizione delle condizioni operative, attualmente ancora non esaustive, è sintetizzata nella tabella 1.

Nella prima fase di realizzazione ci si è concentrati sullo studio dei primi sei scenari: accensione, spegnimento, variazione del livello, aumento della pressione, verifica qualità dell'acqua, verifica impianto combustione. Collegati a questi sei scenari sono in approfondimento anche gli scenari 8, 16 e 17: controllo dell'efficienza e sufficienza delle valvole di sicurezza, controlli blocco basso livello e controlli blocco alta pressione.

Fase	Descrizione
1	Presenza in consegna, Presenza in carico, Accensione
2	Spegnimento
3	Variazione del livello dell'acqua
4	Variazione della pressione
5	Verifica qualità dell'acqua
6	Verifica impianto combustione
7	Temperatura fumi
8	Controllo efficienza VDS
9	Controllo alimentazione acqua
10	Verifica sistema spurgo
11	Apertura valvola presa vapore
12	Manovre collettore principale
13	Visita interna
14	Prova idraulica
15	Prova di funzionamento
16	Controlli blocco per basso livello
17	Controlli blocco per alta pressione
18	Controlli blocco bruciatore

Tabella 1. Scenari di addestramento

Lo scopo è quello di porre il discente di fronte ad alcune specifiche e prevedibili situazioni e studiarne le reazioni sotto pressione, correggendo comportamenti scorretti. Si ottiene inoltre un controllo sull'attuazione di attività di routine dei conduttori.

3. Principali accessori di sicurezza, regolazione e alimentazione dell'insieme generatore coinvolti nella simulazione

Di seguito si riportano i principali accessori di sicurezza, controllo, regolazione e alimentazione del generatore coinvolti nella simulazione, ipotizzando una conduzione continua da parte del conduttore. In caso di conduzione non continua,

molti dei compiti svolti dal conduttore vengono svolti dalla strumentazione opportunamente predisposta allo scopo dal fabbricante.

a) Valvola di sicurezza

Si tratta di accessori del generatore che costituiscono l'estrema difesa contro il cedimento strutturale. Il loro dimensionamento deve essere eseguito per garantire lo scarico di tutta la producibilità del generatore. In condizioni di normale utilizzo le valvole restano in una condizione di equilibrio tra la spinta sul piattello del vapore e la forza esercitata dalla molla. Nelle condizioni di fallimento dei dispositivi di regolazione e di blocco, la spinta del vapore all'interno della camera supera (con una tolleranza definita, generalmente tra il 5% e il 10%) la forza che la molla è in grado di trasferire al piattello per mezzo dello stelo e si verifica l'apertura della valvola di sicurezza. Il vapore fluisce dalla camera verso l'esterno del generatore (attraverso condotti di convogliamento viene scaricato all'esterno della centrale termica; questi condotti sono limitando le perdite di carico e gli ostacoli al deflusso del vapore).

Il conduttore, dunque, si trova di fronte ad un dispositivo che nelle condizioni ordinarie si mostra apparentemente ininfluenza nei riguardi del funzionamento del generatore, tuttavia assume particolare importanza nei transitori di emergenza, assicurando la stabilità del generatore. La diretta conseguenza di questa "apparente" estraneità della valvola di sicurezza al funzionamento a regime, è la possibilità che il conduttore sottovaluti l'importanza del dispositivo: è dunque essenziale far comprendere come la valvola di sicurezza debba essere costantemente sorvegliata, cogliendo i segnali di degrado (es. trafilemanti) e verificando che la stessa non risulti incollata (incollamento otturatore-sede) attraverso un puntuale controllo eseguito agendo sull'apposita leva. Non è infatti affatto sufficiente il controllo periodico (requisito minimo) che il soggetto preposto esegue con le periodicità definite dall'allegato VII del d.lgs. 81/08 e ss. ii. mm.. È compito del conduttore eseguire un costante monitoraggio del dispositivo.

b) Indicatore di livello

L'indicatore di livello fornisce al conduttore un'indicazione di massima del livello dell'acqua all'interno del generatore; si tratta di un'indicazione di massima in rapporto alle condizioni operative del generatore. Va infatti osservato che il livello all'interno del generatore subisce delle fluttuazioni legate al meccanismo di generazione del vapore, rendendo quanto meno critica la determinazione del corretto livello (va da sé che tale aspetto è maggiormente critico per i livellostati, giacché le sonde risultano ostacolate nella rilevazione proprio da questi fenomeni interni al generatore). Va inoltre osservato come l'indicatore di livello realizzi un trasferimento dell'informazione dall'interno del generatore verso l'esterno, introducendo immancabilmente, in funzione della differente temperatura dell'acqua, un errore di lettura che tuttavia resta a favore della sicurezza (ovviamente nella camera del generatore l'acqua avrà una temperatura maggiore e il livello interno

risulterà maggiore di quello indicato dallo strumento). Tutto quanto detto vale nella misura in cui l'indicatore resti efficiente e sia garantita la comunicazione tra l'indicatore e l'interno camera; in quest'ottica il conduttore dovrà vigilare, verificando periodicamente che tale comunicazione sia assicurata (agendo sulle valvole a corredo dell'indicatore con sequenza predefinita).

c) Sistemi di spurgo

Si tratta di sistemi vitali per la corretta gestione dei generatori, attraverso questi sistemi si realizza il contenimento dei valori di concentrazione dei sali incrostanti nell'acqua di caldaia. Quando le analisi dell'acqua richiedono l'abbattimento della concentrazione di uno degli incrostanti monitorati, il sistema (automatico o manuale) deve effettuare uno scarico di acqua di caldaia che verrà reintegrata con acqua di alimento (valori di concentrazione abbattuti). Considerazioni di carattere termodinamico consigliano di effettuare una mediazione sui valori di spurgo al fine di contenere perdite e concentrazioni. È compito del conduttore verificare le concentrazioni degli incrostanti nell'acqua (oggi supportato da strumentazioni automatiche di rilevazione della qualità dell'acqua) e sorvegliare che tali valori non eccedano mai i limiti imposti dalle norme tecniche di riferimento, garantendo lunga vita al generatore e contenendo anche l'impatto che il generatore ha sull'ambiente. Sarà compito del conduttore accertare le motivazioni di un eventuale sistematico superamento dei valori di concentrazione, valutando anche l'efficienza del ciclo di trattamento dell'acqua.

d) Pressostato di regolazione

Come abbiamo visto nelle considerazioni generali i moderni generatori sono dotati di sistemi sempre più efficienti di ausilio al conduttore. Il pressostato di regolazione assicura, in particolare, il mantenimento delle condizioni operative del generatore all'interno del range di funzionamento voluto. I limiti di esercizio sono limiti operativi e si mantengono distanti dai limiti massimi ammissibili in misura più o meno accentuata rispetto alle richieste dell'impianto. A regime, il pressostato di regolazione procede automaticamente all'accensione, modulazione o spegnimento del sistema di combustione, mantenendo il generatore all'interno dell'intervallo di pressioni di esercizio. Il fallimento del pressostato di regolazione pone il generatore in una condizione di funzionamento comunque emergenziale, fuori dal target richiesto dall'impianto; benché i dispositivi posti a protezione dell'impianto a valle consentano il mantenimento delle condizioni di sicurezza delle attrezzature presenti, tale regime di funzionamento è ovviamente da evitare. Compito del conduttore, dunque, è quello di mantenere sotto monitoraggio la pressione operativa del generatore, intervenendo quando questa dovesse anche occasionalmente eccedere i limiti di esercizio imposti. Vale la pena sottolineare che ci stiamo riferendo ai limiti di esercizio e non al limite massimo ammissibile per il generatore.

e) Pressostato di sicurezza

Nel punto precedente abbiamo preso in considerazione i limiti di esercizio del generatore; in caso di superamento del range di esercizio, la pressione inizia a salire approssimandosi più o meno gradualmente (in funzione, ad esempio, della situazione della richiesta da parte dell'impianto) alla pressione massima ammissibile del generatore. Tale aumento va contrastato in modo adeguato: il pressostato di sicurezza assicura in tal senso l'arresto del sistema di combustione, mantenendosi in posizione di blocco sino a che il conduttore non avrà effettuato le necessarie verifiche e abbia fornito il consenso alla ripartenza. Appare chiaro come il pressostato di sicurezza imponga una condizione di arresto del generatore, che coinvolga il conduttore in attività di controllo delle motivazioni dell'intervento di tale dispositivo. Vale la pena in questo contesto introdurre un concetto di progressività dei valori di intervento dei dispositivi preposti al controllo della pressione, con la sequenza imposta (in termini di pressione massima) indicata nella figura 1.

f) Manometro

Analogamente agli indicatori di livello i manometri costituiscono degli accessori di osservazione fondamentali per monitorare i parametri operativi del generatore. La posizione del manometro deve garantire la costante e agevole visibilità dello strumento da parte del conduttore. Deve essere segnalata in modo evidente e affidabile la massima pressione ammissibile del generatore, in modo che il conduttore abbia l'immediata percezione dell'approssimarsi della stessa e possa porre in atto tutti i provvedimenti del caso. Vale la pena di osservare, in questo contesto, come lo strumento debba periodicamente essere sottoposto a controllo per verificare l'efficienza e la validità delle indicazioni fornite.

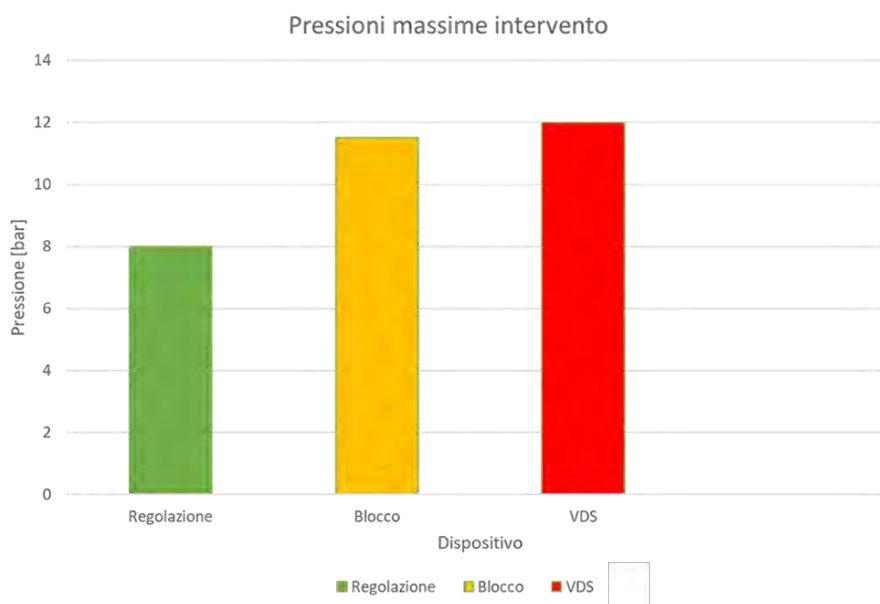


Figura 1. Esempio di progressività di intervento.

g) Livellostato di regolazione

Il livellostato di regolazione ha il compito di mantenere il livello dell'acqua nel generatore in un range tra un valore minimo ed un valore massimo. A seconda che la regolazione sia continua (la pompa di alimentazione resta sempre attiva o al più varia il proprio regime di funzionamento) o discontinua (la pompa viene accesa o spenta a seconda del livello rilevato), il regolatore agisce sulla pompa di alimentazione in modo da garantire la presenza o l'assenza del flusso di acqua in ingresso al generatore. La scelta migliore per l'alimentazione del generatore coincide con un'alimentazione continua, che garantisce una maggiore stabilità del livello dell'acqua. Compito del conduttore sarà quello di vigilare sull'efficienza del dispositivo.

h) Livellostato di blocco

Svolge una funzione analoga al pressostato di blocco, inducendo l'arresto del sistema di combustione in caso di raggiungimento del valore di livello minimo. L'intervento diretto del conduttore è essenziale, dopo i controlli del caso connessi alla possibile scopertura delle parti esposte alla fiamma, e dopo aver verificato i motivi che hanno portato al blocco, al fine di consentire il riavvio del generatore.

i) Termostato

Il termostato viene impiegato solo in alcuni specifici casi, laddove la temperatura risulta non correlata alla pressione (es. surriscaldatore e risurriscaldatore, circuito primario dei generatori indiretti di vapore).

j) Dispositivi di rilevamento fiamma

Sono dei dispositivi che garantiscono la sicurezza del funzionamento in camera di combustione. Si tratta di dispositivi specificamente progettati in funzione del tipo di combustibile utilizzato, sensibili ai diversi intervalli dello spettro della luce (es. luce visibile per combustibili liquidi, ultravioletto per il metano) o capaci di sfruttare le specifiche caratteristiche del combustibile impiegato (es. sonde a ionizzazione). Lo scopo di tali dispositivi è quello di garantire l'afflusso di combustibile solo in presenza di fiamma nella camera di combustione. Soprattutto nel caso di combustibili liquidi è compito del conduttore verificare l'efficienza dei dispositivi rilevando anomalie evidenti nel loro funzionamento.

4. Definizione delle condizioni operative per la simulazione

Di seguito si riportano i principali scenari previsti per la simulazione di una conduzione di un generatore di vapore, con il coinvolgimento dei relativi accessori e ausiliari e le possibili soluzioni allo scenario analizzato.

4.1 Primo scenario: Presa in consegna, Presa in Carico

Prima di procedere all'accensione del generatore occorre prenderlo in consegna detta attrezzatura con particolare riferimento alla documentazione: Libretto matricolare (per generatori costruiti ante direttiva PED) o Dichiarazione di conformità CE-PED dell'insieme Generatore di Vapore, manuale d'uso e manutenzione dello stesso. Verificare la corrispondenza dei dati di targa del generatore con quanto riportato nella documentazione.

Per quanto riguarda la conduzione di un impianto su cui non si è acquisita esperienza diretta è necessario attenersi scrupolosamente alle indicazioni riportate sul libretto d'uso e chiedere informazioni ai colleghi conduttori su eventuali anomalie di funzionamento.

Altro aspetto da considerare è il cambio turno: il conduttore deve controllare le registrazioni dei turni precedenti su un apposito registro, fare un'ispezione attenta dell'impianto, rilevando eventuali deformazioni della camera di combustione. È buona norma farsi fare un piccolo resoconto dagli altri conduttori della centrale termica su eventuali anomalie degne di nota durante il turno precedente.

4.2 Secondo scenario: Transitorio di accensione

Accessori e ausiliari coinvolti: tutti; es. indicatore di livello, valvole di intercettazione dell'acqua, valvole manuali di intercettazione del combustibile, pompa di alimentazione acqua, manometro, pressostato di regolazione e di blocco, valvole di sicurezza, valvola di scarico, ventilatore, controllo fiamma, valvola di presa vapore.

Soluzione: controllo del livello dell'acqua – controllo valvole di intercettazione dell'acqua e del combustibile – (se a gas: Controllo manometri o pressostato di minima e di massima del gas e delle valvole di tenuta) - operatività della pompa di alimentazione dell'acqua – verifica della pressione in camera (in avviamento) – taratura del pressostato di regolazione – controllo visivo delle valvole di sicurezza – posizione della valvola di scarico (deve essere chiusa) – ripristino del livello attivando la pompa – avvio del bruciatore e controllo del lavaggio camera di combustione tramite il ventilatore – verificare che il bruciatore non vada in blocco per mancanza di fiamma – al raggiungimento di una data pressione, apertura graduale della valvola di presa vapore

4.3 Terzo scenario: Transitorio di spegnimento del generatore

Accessori e ausiliari coinvolti: tutti; es. indicatore di livello, valvole di intercettazione dell'acqua, valvole manuali di intercettazione del combustibile, pompa di alimentazione acqua, Manometro, Pressostato di regolazione e di blocco, Valvole di sicurezza, Valvola di scarico, Ventilatore, Controllo fiamma, Valvola di presa vapore.

Soluzione: controllare il livello dell'acqua nel generatore – spegnere il bruciatore – (arrestare pompa dell'acqua) – chiudere la valvola di intercettazione dell'acqua (se

fredda) – chiudere la valvola di adduzione del combustibile – chiudere la valvola di presa vapore.

4.4 Quarto scenario: Variazione livello acqua (abbassamento)

Accessori e ausiliari coinvolti: Valvole di intercettazione, Sistema di trattamento acque (serbatoio di accumulo, filtri meccanici), Indicatore di livello, livellostato segnala basso livello (allarme visivo e sonoro), Pompe di alimento, Spurgo, Valvola di scarico rapido, Valvola di presa vapore.

Soluzione: Prendere visione del livello che scende – verificare che non ci sia acqua per terra - controllare pompa di alimento, valvole intercettazione (possono essere chiuse) – verificare che ci sia acqua nel serbatoio di accumulo – verificare funzionamento sistema trattamento acqua (filtri meccanici intasati) – resettare allarmi in caso siano scattati – prima di riarmare il blocco del livellostato verificare che non sia scomparsa l'acqua dal livello visivo – lo scarico di fondo deve essere chiuso.

4.5 Quinto scenario: variazione della pressione (aumento)

Accessori e ausiliari coinvolti: Valvola di sicurezza, Pressostato di blocco, Pressostati di regolazione (minima e massima), Valvole di intercettazione, Valvola di presa vapore, Valvola di non ritorno (uno per il generatore, una per la linea dell'acqua), Manometro, ecc.

Soluzione: Verificare il manometro – scatta un allarme di alta pressione, se non si fa nulla interviene il pressostato di blocco, infine si apre la valvola di sicurezza – malfunzionamento pressostato di blocco (si apre prima la valvola di sicurezza, ma non il pressostato di blocco) - dopo l'intervento della valvola di sicurezza verificare se la pressione aumenta (in tal caso è progettata male la valvola di sicurezza o la tubazione di convogliamento).

4.6 Sesto scenario: Verifica qualità dell'acqua (controllo trattamento acqua (parametri fisico-chimici))

Accessori e ausiliari coinvolti: Impianto di trattamento acque: Filtri meccanici, Osmosi inversa, Demineralizzatore, Addolcitore, Decarbonatazione, Degasatore, - Analizzatori automatici, Pompe di circolazione

Soluzione: Filtraggio meccanico intasato - addolcimento: mancanza sale - demineralizzazione: resine esauste. Controllo dei parametri/ analisi.

4.7 Settimo scenario: Verifica impianto di combustione

Accessori e ausiliari coinvolti: Bruciatore, Ventilatore, Serranda comburente, Dispositivo di rilevamento fiamma, Rampa gas: Pressostato di minima gas e Pressostato di massima gas, - Combustibile liquido, Pompa combustibile liquido, Preriscaldatore, Combustibile solido, Griglia, Specola visiva, ecc.

Soluzione: Verificare dispositivo di rilevamento fiamma – Verificare funzionamento ventilatore – verificare la rampa di alimentazione del gas (o alimentazione

combustibile liquido o combustibile solido) – verifica del circuito di innesco – lavaggio camera di combustione.

5. Lo spazio attrezzato

La progettazione dello spazio attrezzato tiene conto della disponibilità dello spazio; in tale ottica la soluzione ideale deve prevedere l'articolazione degli spazi di esposizione in zone tematiche, interessando i principali accessori del generatore allocati nelle zone di pertinenza dei singoli sistemi. Si crea, ad esempio, una zona dedicata al controllo del livello, dove potranno essere allocati gli indicatori di livello, i livellostati, particolari delle sonde di livello e la sezione livello del quadro allarmi. Su questo principio si sono, quindi, individuate otto aree, come indicato nella tabella 2.

Area	Settore tecnico	Accessori
1	Mezzi di alimentazione	Pompe Mezzi di emergenza Trattamento acque
2	Accessori di regolazione	Pressostati Livellostati Termostati (ove necessari)
3	Accessori di sicurezza	Pressostati Livellostati Termostati (ove necessari) Valvole di sicurezza Intercettazione combustibile Controllo fiamma
4	Accessori di controllo	Manometri Indicatori di livello Termometri Qualità acqua
5	Membrature di ispezione	Passo d'uomo Passo di mano Spioncini
6	Accessori di servizio	Quadro di manovra Gruppi riduttori Scarico rapido Valvola di ritegno Valvola presa vapore

		Spurgo
7	Combustione	Bruciatore gas
		Bruciatore gasolio
		Griglie per solidi
		Dispositivi controllo fiamma
		Rampa gas
		Accessori gasolio
		Elementi del bruciatore
8	Generatore completo	

Tabella 2. Aree spazio attrezzato

6. Conclusioni

In questo lavoro sono state analizzate le condizioni e le metodologie utili a tradurre in pratica i percorsi formativi per gli aspiranti conduttori.

In tale contesto assume un'importanza primaria la formazione del futuro conduttore, sia attraverso la realizzazione di spazi attrezzati dei dispositivi essenziali all'esercizio del generatore, sia attraverso la realizzazione di simulatori che forniscano (anche attraverso sistemi a realtà virtuale o aumentata) strumenti di addestramento realistici.

Lo scopo è quello di porre il discente di fronte ad alcune specifiche e prevedibili situazioni e studiarne le reazioni sotto pressione, correggendo comportamenti scorretti. Si ottiene inoltre un controllo sull'attuazione di attività di routine dei conduttori.

7. Bibliografia

[1] Decreto Ministeriale n. 94 del 07/08/2020

[2] Norma UNI EN 12952 serie completa.

[3] Norma UNI EN 12953 serie completa.

[4] Norma UNI/TS 11325 serie completa.

Una piattaforma immersiva per il training di certificatori e conduttori di generatori di vapore

F. Giannini¹, K. Lupinetti¹, M. Monti¹, L. Mantelli², A. Traverso², G. Augugliaro³, S. Anastasi³, L. Monica³

¹ Cnr - Istituto di Matematica Applicata e Tecnologie Informatiche "E. Magenes"

² Unige - Dipartimento di Meccanica Energia Gestionale e dei Trasporti

³ Inail - Dit

Abstract

L'esperienza sugli infortuni sul lavoro, maturata negli anni da INAIL, dimostra che molto spesso questi sono dovuti ad inadeguata conoscenza della modalità d'uso delle attrezzature di lavoro e dei rischi connessi al loro utilizzo. Ciò evidenzia l'importanza di costruire dei percorsi formativi che siano realmente efficaci, soprattutto nel ridurre al minimo la possibilità di errore o malfunzionamento.

Nel caso dei generatori di vapore, il legislatore, conscio della loro pericolosità e della necessità di una formazione puntuale, richiede una qualifica specifica. In alcuni casi, tale qualifica è ottenibile solo in seguito al completamento di un periodo di addestramento da svolgersi direttamente sull'attrezzatura, la cui durata varia a seconda del tipo di dispositivo. Questa parte dell'apprendimento sul posto può esporre gli operatori a situazioni pericolose; pertanto, generalmente essa prevede soltanto lo svolgimento di attività in situazioni di regolare funzionamento. Grazie ai più recenti progressi tecnologici nel campo della realtà virtuale (VR) e della simulazione, è possibile creare ambienti virtuali, realistici e immersivi, in cui simulare attività lavorative ordinarie e straordinarie che gli studenti possono sperimentare in modo sicuro, coinvolgente e naturale. Questo documento presenta un sistema di formazione immersiva personalizzabile per verificatori e conduttori di generatori di vapore, creato integrando modelli di simulazione dinamica in un ambiente tridimensionale di realtà virtuale immersiva per riprodurre fedelmente le interazioni dell'utente con le apparecchiature e il comportamento del generatore. Il sistema è stato sviluppato nell'ambito del progetto PITSTOP, bando BRIC 2019 finanziato da INAIL, ed è stato verificato su due diversi casi studio.

Keywords: sistemi di training in realtà virtuale, simulazione dinamica, interazione naturale.

1. Introduzione

Nonostante l'attenzione sempre maggiore verso gli aspetti di sicurezza, lo sviluppo e l'integrazione di processi di automazione e remotizzazione, gli ambienti di lavoro che coinvolgono materiale pericoloso o esposizione a rischio elevato mantengono una

pericolosità intrinseca che può essere ridotta ma non annullata. La maggior parte degli incidenti che si verificano negli ambienti lavorativi sono dovuti all'errore umano a causa di scarsa conoscenza o inadeguata manutenzione degli strumenti utilizzati e sottovalutazione dei rischi correlati alle attività svolte. È quindi fondamentale che il lavoratore possieda le competenze necessarie per ridurre al minimo la possibilità di errore o malfunzionamento delle attrezzature. Per tale ragione, le normative vigenti impongono la partecipazione a specifici corsi formativi mirati a creare consapevolezza e conoscenza delle procedure da seguire. Inoltre, per la conduzione e manutenzione delle attrezzature più pericolose, è generalmente richiesto il possesso di relativa abilitazione.

Tra le apparecchiature potenzialmente pericolose che richiedono una competenza specifica per il loro funzionamento e verifica, i generatori di vapore sono soggetti a normative dedicate, che stabiliscono regole da rispettare per la loro installazione, condizioni di lavoro, monitoraggio e verifica. Infatti, a causa del rischio intrinseco di questo tipo di apparecchiature, le normative vigenti impongono anche verifiche periodiche della loro corretta installazione, condizioni di lavoro e manutenzione. Tali procedure vengono eseguite da specifici enti autorizzati, i cui professionisti apprendono le operazioni di verifica tramite studi teorici delle normative vigenti e delle linee guida esistenti, senza però una formazione sul campo. Per quanto riguarda la conduzione di generatori di vapore, l'attuale normativa italiana¹ richiede l'acquisizione di una specifica qualifica, che si ottiene frequentando specifici corsi di formazione volti a creare consapevolezza e conoscenza delle corrette procedure da seguire. A seconda delle caratteristiche dell'attrezzatura, vengono definiti quattro livelli di qualificazione, che richiedono conoscenze crescenti sugli aspetti funzionali e teorici sottostanti. Inoltre, per i generatori di elevata producibilità e quindi potenzialmente più pericolosi, è obbligatorio un periodo di addestramento pratico sul campo, per un numero di giorni di formazione dipendente dalla producibilità del vapore erogato dal generatore. Purtroppo, la disponibilità di caldaie ad altissima capacità è limitata, riducendo la possibilità per i nuovi operatori di trovare una sede per la loro formazione. Inoltre, questa fase di apprendimento sul campo è di per sé pericolosa ed è generalmente limitata allo svolgimento delle attività in situazioni regolari. Pertanto, se da un lato si adatta perfettamente ad apprendere le procedure per la conduzione quotidiana e la manutenzione periodica dell'attrezzo, l'apprendimento della gestione di situazioni critiche, di emergenza, di malfunzionamento o delle conseguenze di operazioni sbagliate è generalmente (e auspicabilmente) limitato alla sola teoria e manca di un efficace riscontro nella pratica. Queste limitazioni possono essere superate sfruttando le possibilità fornite dai più recenti sviluppi tecnologici che permettono da un lato la simulazione di fenomeni fisici, chimici e meccanici e dall'altro la realizzazione di sistemi di realtà virtuale immersivi (VR) che offrono la possibilità di riprodurre in modo realistico ambienti e situazioni in cui l'utente si sente parte dell'ambiente stesso [1-11]. Da vari

¹ DM 2020, Decreto n. 94 del 7 agosto 2020

decenni ed in vari contesti (es. aeronautica, industria manifatturiera, medicina), la simulazione è stata considerata come la via “alternativa” indispensabile e necessaria per poter sperimentare “concretamente” quanto appreso, in particolare per affrontare le situazioni di emergenza, inusuali e potenzialmente pericolose. L'utilizzo della realtà virtuale ed immersiva nella simulazione offre il vantaggio di creare un “ambiente protetto” nel quale è possibile apprendere in modo attivo sfruttando gli errori come risorse per simulare situazioni di emergenza e azioni di risposta. In un ambiente virtuale è possibile simulare situazioni a diversi gradi di complessità favorendo quindi la realizzazione di un percorso di apprendimento strutturato, in cui sia facile ed immediato accedere a materiale dimostrativo, tecnico e normativo mentre si eseguono operazioni. La possibilità di collegare le azioni e le modifiche dei parametri degli strumenti di lavoro a strumenti matematici in grado di simulare l'effettiva attività del processo amplia drasticamente l'insieme delle situazioni verificabili e la qualità dell'apprendimento.

In quest'ottica, nell'ambito del progetto PITSTOP [12], finanziato da INAIL, si è realizzato un simulatore in realtà virtuale immersiva per l'acquisizione delle competenze necessarie alla gestione e verifica delle caldaie in modo strutturato e, allo stesso tempo, sicuro, integrando in tempo reale un ambiente VR 3D immersivo con il modello dinamico delle apparecchiature. Per verificarne l'adattabilità a soddisfare i requisiti imposti dal Decreto Ministeriale¹, che definisce i requisiti per la conduzione di generatori di vapore, il simulatore è stato sviluppato e verificato su due caldaie di differente producibilità: un generatore di vapore GVE 160 di piccola taglia, parte del laboratorio Innovative Energy System (IES) del Thermochemical Power Group (TPG) dell'Università degli Studi di Genova, installato presso il campus di Savona, e uno di grande scala ed elevata producibilità, ovvero il generatore di vapore ausiliario per la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Tirreno Power a Quiliano (SV).

2. I requisiti

Per supportare l'approccio “imparare facendo” e per soddisfare le esigenze di formazione sia degli operatori che dei professionisti incaricati della verifica periodica, il sistema di formazione proposto è stato sviluppato considerando i seguenti requisiti:

- fornire percorsi di apprendimento specifici per i profili professionali considerati, caratterizzati da differenti mansioni da svolgere;
- fornire materiale didattico;
- supportare la comprensione delle azioni da eseguire per raggiungere gli obiettivi assegnati;
- presentare diversi scenari, corrispondenti a procedure di lavoro standard, nonché condizioni anomale;
- fornire realismo in termini del comportamento dell'apparecchiatura in risposta alle azioni dell'utente;

- permettere un adeguato grado di realismo dell'ambiente e dell'interazione naturale con l'attrezzatura, in modo da prendere confidenza con i gesti e le operazioni da compiere nella vita reale;
- supportare la verifica dell'apprendimento del tirocinante;
- essere facilmente adattabile per la formazione su diversi generatori di vapore, considerando i requisiti specifici necessari per acquisire la corrispondente certificazione.

3. Organizzazione del simulatore PITSTOP

Per garantire sia le funzionalità di acquisizione che di verifica della conoscenza, il simulatore offre due diverse modalità di utilizzo: (i) apprendimento e (ii) verifica.

Durante lo svolgimento di tutte le attività, il discente ha accesso ai documenti del corso teorico e al manuale d'uso del generatore. Nel caso del profilo verificatore, è possibile avere accesso a tutta la documentazione relativa al generatore da cui estrarre i dati da inserire nella scheda tecnica e nel verbale di fine verifica. Il verificatore è supportato anche da checklists che rimandano ai vari campi dei documenti da compilare, secondo quanto definito nelle linee guida fornite da INAIL [13]. Inoltre, in modalità apprendimento, è possibile visualizzare su richiesta spiegazioni sul significato dei campi da compilare e gli eventuali elementi del generatore a cui si riferiscono.

Per entrambe le figure professionali, fondamentale nell'apprendimento delle attività da svolgere è la possibilità di ricevere informazioni sul significato dei vari elementi del generatore e suggerimenti sulla sequenza delle azioni da eseguire e indicazione sugli errori compiuti. A tal proposito, nella modalità apprendimento, per le attività da svolgere sul generatore, il sistema, su richiesta dell'utente, visualizza un numero corrispondente all'ordine nella sequenza delle operazioni da svolgere accanto ad ogni attuatore su cui è necessario operare, come mostrato in Figura 1.

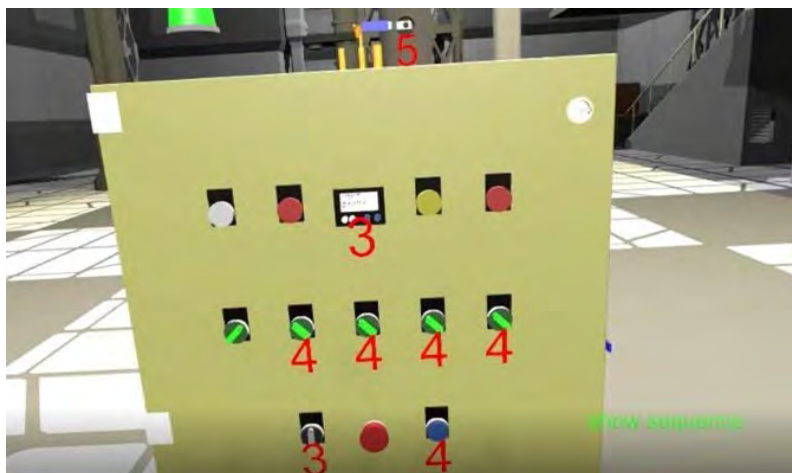


Figura 1. Visualizzazione della sequenza in cui gli attuatori devono essere azionati per svolgere correttamente il compito assegnato durante la formazione

Il sistema ad ogni passo verifica che l'azione svolta dal discente sia corretta (ovvero che tutti gli altri attuatori siano nella posizione corretta e che i parametri funzionali abbiano valori adeguati). In modalità apprendimento, nel caso di errore, il sistema informa immediatamente il discente attivando un allarme visivo e sonoro ed evidenziando l'attuatore azionato nel momento/modo sbagliato e indica quali elementi si trovano nello stato non idoneo. In modalità verifica, la comunicazione dell'errore avviene solo a compito completato; a questo punto il discente può cercare di correggere l'errore, ricominciare o interrompere l'esercizio.

Per le varie attività sono state considerate varianti corrispondenti sia a condizioni normali che anomale, in particolare quelle causate da configurazioni errate degli attuatori del sistema, elementi non funzionanti o ambienti non congrui con le normative vigenti [14]. In questo modo il discente può osservare e comprendere le conseguenze di eventuali errori, e imparare ad adottare le necessarie contromisure. Per completare la formazione, il discente deve completare tutte le attività richieste in entrambe le modalità di apprendimento e verifica, fino a quando non è in grado di svolgerle correttamente. A supporto della valutazione, il sistema tiene traccia del numero dei compiti svolti e dei tentativi effettuati per completare correttamente ciascun compito.

In tabella 1 sono riportate le attività previste per le due figure professionali e i due generatori considerati:

Profilo discente	Verificatore	Operatore	
		Generatore GVE 160	Generatore TP
Attività	1. Compilazione Scheda Tecnica 2. Compilazione verbale con Test di funzionamento elementi di controllo: <ul style="list-style-type: none"> i. Manometri ii. Livelli visivi acqua 	1. Attivazione 2. Accensione dopo spegnimento corretto 3. Accensione dopo spegnimento errato 4. Soluzione di problemi 5. Spegnimento 6. Test elementi di controllo: <ul style="list-style-type: none"> i. Livelli visivi acqua 	1. Lavaggio 2. Accensione, riscaldamento e pressurizzazione sino a 160° e 6 bar (3) 3. Riscaldamento e pressurizzazione > 160° e 6 bar 4. Soluzione di problemi 5. Test elementi di controllo: <ul style="list-style-type: none"> i. Livelli visivi acqua

Tabelle 1. Attività previste per le due figure professionali

4. Componenti del simulatore

Il simulatore garantisce un adeguato realismo grazie all'integrazione con un modello dinamico che simula il comportamento del generatore in risposta alle azioni dell'utente. Il discente può interagire con l'apparecchiatura nell'ambiente virtuale agendo come farebbe nella realtà, e analizzare il funzionamento del generatore per mezzo di strumenti di misura e feedback audio-visivi.

Ambiente virtuale e modello dinamico comunicano tra loro scambiandosi informazioni sullo stato degli elementi di comando (attuatori) e di controllo (componenti di sicurezza e di misura) che vengono modellati sia nell'ambiente 3D

che nel modello dinamico, vedi figura 2. Gli attuatori possono essere manipolati direttamente dallo studente per alterare il funzionamento dell'apparecchiatura; in risposta il sistema ne può modificare la posizione (es. interruttore azionato) e l'aspetto (es. luce interna accesa). Diversamente, la modifica degli elementi di controllo dipende dal risultato del modello dinamico e, in particolare, dal sistema di controllo integrato al suo interno. Anche elementi di sicurezza, ad es. le valvole di sicurezza, vengono attivati dal simulatore funzionale, ma possono anche essere azionati dal discente per verificarne le condizioni di lavoro.

Per migliorare il senso di realismo nell'interazione nel mondo virtuale, grande attenzione è stata posta nella progettazione delle modalità di interazione dell'utente, evitando l'uso di controller e consentendo di interagire sugli attuatori con comandi gestuali [15]. L'utilizzo di menu è stato ridotto il più possibile, utilizzando modalità tipiche dei videogiochi [16]. Per la selezione di elementi distanti e per gli spostamenti si è utilizzato la metafora del puntamento con il raggio laser per fornire il feedback visuale della selezione effettuata. Nel caso di grandi spazi, lo spostamento è facilitato dalla creazione di punti di ancoraggio facilmente individuabili.

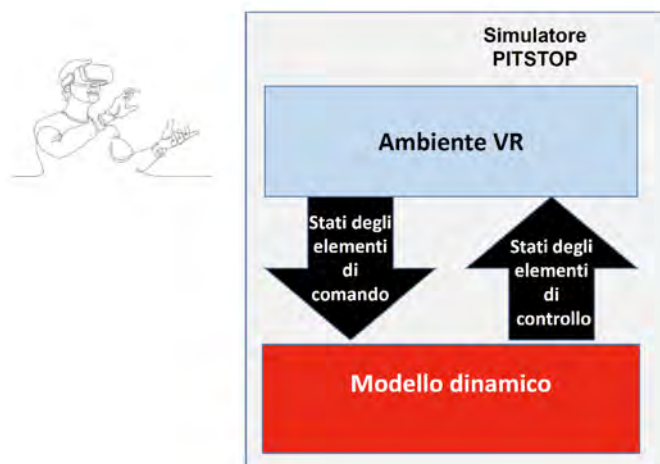


Figura 2. Comunicazione tra modello dinamico e ambiente virtuale

Il simulatore VR è stato sviluppato sfruttando il motore di gioco Unity, utilizzando il visore indossabile Oculus Quest 2 per l'esperienza immersiva, per l'acquisizione e il rilevamento dei gesti. La scelta è stata fatta considerando il miglior compromesso tra costi, capacità di rilevamento e libertà di movimento per l'utente. Il modello dinamico del simulatore funzionale [17] è stato sviluppato in ambiente Matlab-Simulink, seguendo un approccio misto basato sia su equazioni fisiche sia su strumenti numerici data-driven [18]. Per garantire un'elevata fedeltà di simulazione, il modello è stato calibrato e validato su dati reali raccolti durante il funzionamento delle caldaie reali adottate come casi studio.

La comunicazione tra i due ambienti è stata realizzata utilizzando il protocollo UDP (User Datagram Protocol) per lo scambio di dati attraverso una codifica JSON

(JavaScript Object Notation), che garantisce una certa flessibilità in caso di variazione o aggiunta di informazioni [19].

5. Adattabilità del sistema

Dal momento che la realizzazione di un sistema di supporto alla formazione di questo tipo richiede il coinvolgimento di diverse figure professionali, e quindi un ingente costo per la sua realizzazione, il sistema è stato sviluppato in modo da essere facilmente adattato a diversi scenari che coinvolgono diverse attrezzature e attività di formazione al fine di ridurre l'attività di sviluppo.

Il termine scenario si riferisce allo specifico generatore di vapore considerato (modello 3D, documentazione del generatore di vapore e ambiente 3D in cui è inserito), all'attività che il tirocinante deve svolgere, allo stato del generatore prima e dopo la conclusione dell'attività, alla corretta sequenza di operazioni da svolgere. Per ogni attività, ogni operazione svolta provoca il cambio di stato di un attuatore. Pertanto, sia la situazione iniziale che quella finale possono essere espresse in termini dei valori degli stati degli attuatori e degli elementi di controllo, i cui possibili valori appartengono ad un insieme limitato. Analogamente, si può notare che, in generale, esiste un numero limitato di possibili tipi di attuatori, componenti di controllo e sicurezza con un comportamento predefinito e prevedibile. Ciò consente di adattare facilmente il sistema quando si cambia l'attrezzatura su cui l'operatore deve essere addestrato.

Sulla base di questi presupposti, gli elementi fondamentali per garantire la flessibilità desiderata sono stati (i) un'organizzazione Object-Oriented dei componenti del generatore di vapore (attuatori, componenti di controllo e di sicurezza), e (ii) l'utilizzo di file per la specifica degli stati e delle operazioni degli elementi dell'apparecchiatura [20].

L'approccio object-oriented consente la facile estensione e sfruttamento di caratteristiche già definite attraverso la creazione di gerarchie di elementi (gerarchia di classi) che ereditano alcune proprietà e funzioni fondamentali. La gerarchia degli elementi utilizzata (vedi figura 3) non riflette il significato funzionale degli elementi operativi ma:

- se attuatori, il loro comportamento in risposta alle azioni dell'utente;
- se elementi di controllo, il loro comportamento in base al modo in cui le informazioni devono essere comunicate.

I ConsoleElement sono particolari attuatori definiti per la simulazione dei pannelli di comando/controllo che nel caso di generatori di elevata producibilità vengono generalmente gestiti da computer; in figura 4 esempio di riproduzione in VR dei pannelli di controllo del secondo generatore utilizzato come caso studio.

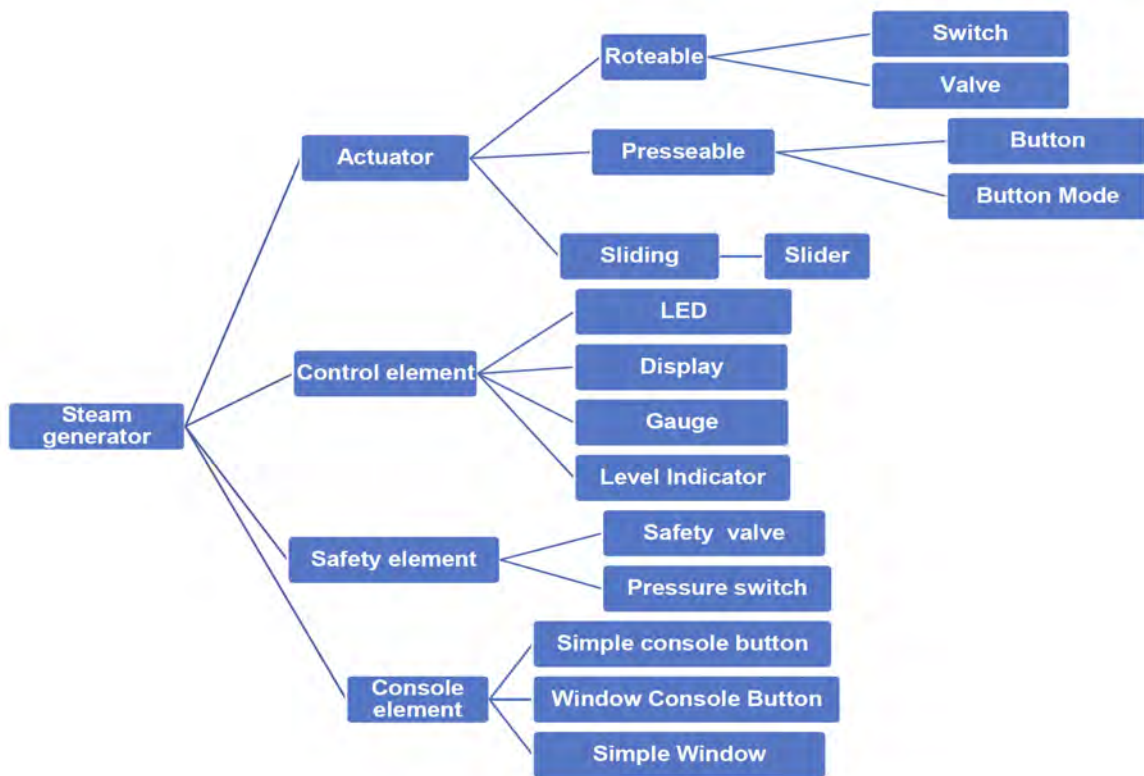


Figura 3. Gerarchia utilizzata per la specifica degli elementi importanti per l'interazione e controllo dei generatori di vapore

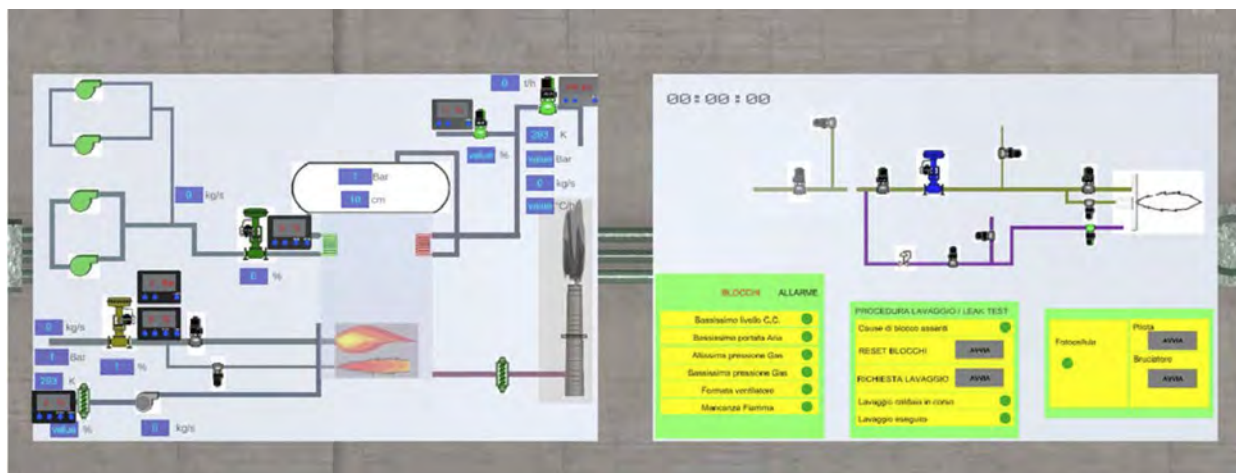


Figura 4. Pannelli di controllo del generatore di vapore ausiliario per la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Tirreno Power in Savona

Sfruttando questa classificazione, la modifica dell'attrezzatura all'interno del sistema di formazione richiede: i) la creazione del modello 3D di ogni componente del generatore ii) l'associazione della classe e delle proprietà pertinenti a ciascun

modello 3D. Per ridurre il più possibile l'intervento manuale, l'associazione modello 3D della componente-classe corrispondente viene effettuata dal sistema grazie all'utilizzo di un file di configurazione in cui l'associazione <nome componente> <nome dell'Oggetto 3D> <classe componente> viene specificata insieme agli attributi caratterizzanti (es. numero di stati). Il nome viene quindi utilizzato negli altri file di specifica degli scenari. Specificare le sequenze delle azioni da svolgere in termini di modifica degli stati degli attuatori e le condizioni sugli stati degli elementi di controllo permette di limitare l'intervento dell'esperto di programmazione e/ dell'ambiente VR nell'inserimento di nuovi generatori e di nuovi compiti da eseguire.

L'adattabilità è stata verificata attraverso l'utilizzo dei due casi studio illustrati in Figura 5.

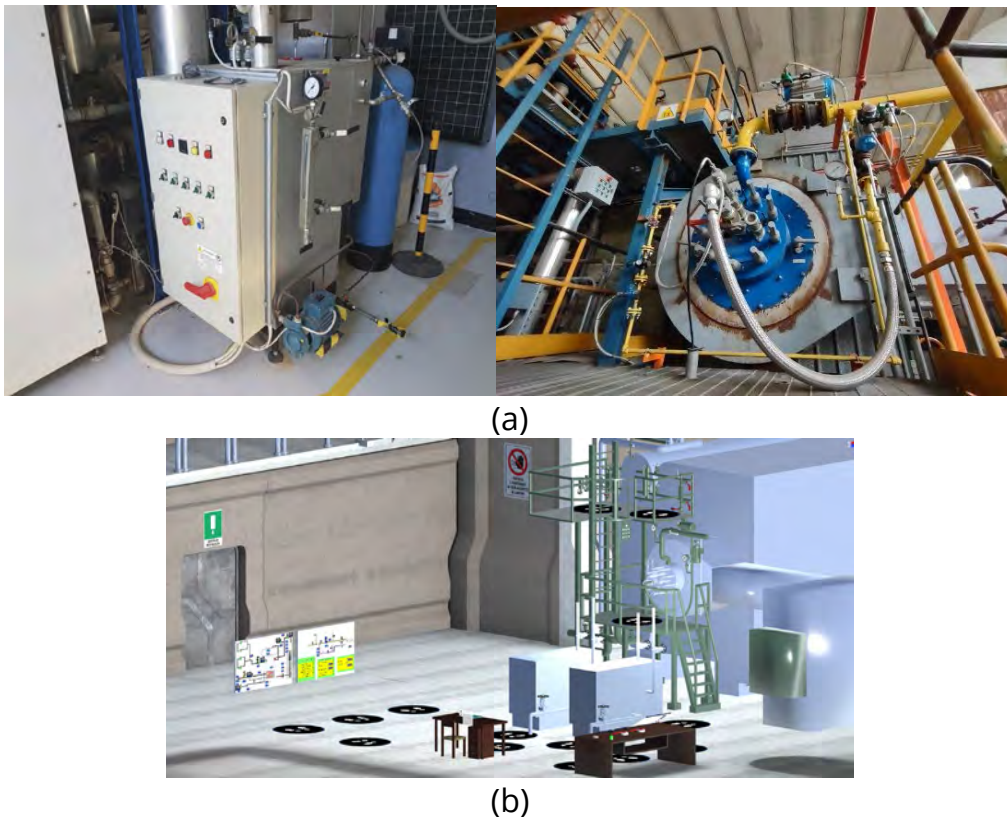


Figura 5. I due generatori considerati come caso studio GTE 160 e generatore ausiliario di Tirreno Power (a) e l'ambiente raffigurante il secondo caso studio (b)

6. Conclusioni

Questo articolo ha descritto un simulatore in ambiente virtuale immersivo per la formazione di conduttori e verificatori di generatori di vapore su scala industriale. I risultati ottenuti testando il simulatore hanno dimostrato che l'integrazione di modelli dinamici e ambienti VR garantisce un'esperienza sufficientemente realistica per imparare a svolgere attività di routine e per comprendere e trovare soluzioni a problematiche di funzionamento. Il modello è stato progettato per includere tutti i

componenti principali con cui l'utente può interagire, sia direttamente sull'impianto che attraverso un pannello di controllo virtuale remoto nel caso di generatori di elevata producibilità.

7. Ringraziamenti

Il lavoro è stato supportato da INAIL attraverso il programma BRIC'19. Gli autori ringraziano Yuanju Zhu per il supporto all'implementazione del sistema; ing. Marco Ferrando e ing. Carrieri Roberto e i colleghi di Tirreno Power per la messa a disposizione dei casi studio e il supporto alla specifica delle operazioni da svolgere; Sergio Camilletti per il supporto alla preparazione del materiale didattico e delle attività.

8. Bibliografia

- [1] Garcia Fracaro, S., Glassey, J., Bernaerts, K., and Wilk, M. Immersive Technologies for the Training of Operators in the Process Industry: A Systematic Literature Review. *Comput. Chem. Eng.*, 2022, 160
- [2] Hjelmervik, K., Nazir, S., and Myhrvold, A. Simulator Training for Maritime Complex Tasks: An Experimental Study WMU. *J. Marit. Aff.*, 2018,17(1), pp. 17–30.
- [3] Colombo, S., and Golzio, L. The Plant Simulator as Viable Means to Prevent and Manage Risk through Competencies Management: Experiment Results. *Saf. Sci.*, 2016, 84, 46–56.
- [4] Al-Adawi, M., and Luimula, M. Demo Paper: Virtual Reality in Fire Safety-Electric Cabin Fire Simulation. Atti della Conferenza su 10th IEEE Int. Conf. Cogn. Infocommunications, CogInfoCom 2019 - Proc., 551–552.
- [5] Pérez, L., Diez, E., Usamentiaga, R., and García, D. F. Industrial Robot Control and Operator Training Using Virtual Reality Interfaces. *Com.in Ind.*, 2019, 109, 114–120.,
- [6] Fracaro, S.G., Chan, P., Gallagher, T., Ryo, J.T., Towards design guidelines for virtual reality training for the chemical industry, *Educ. Chem. Eng.* 2021, 36, 12– 23
- [7] Knoke, B., Thoben, K-D. Training simulators for manufacturing processes: Literature review and systematisation of applicability factors. *Comput Appl Eng Educ*, 2021, 29:1191–1207.
- [8] Nazir, S., Manca D. How a plant simulator can improve industrial safety *Process Saf. Prog.*, 2015, 34, 237-243
- [9] Patle, D.S., Manca, D., Nazir, S., Sharm, S. Operator training simulators in virtual reality environment for process operators: a review. *Virtual Real.*, 2019, 23, 293–311.
- [10] Pirola, C. Active Learning in Distance Education of Crude Distillation Unit by Virtual Immersive Laboratory: the Eye4edu Project. *Chem. En. Trans.*, 2021.86, 1363-1368.

- [11] Radhakrishnan, U.; Koumaditis, K.; Chinello, F. A systematic review of immersive virtual reality for industrial skills training. *Behav. Inf. Technol.* 2021, 40, 1310–1339.
- [12] PITSTOP, <http://pitstop.ge.imati.cnr.it/>, last accessed 2023/07/07
- [13] Tonti, A., Ferrari, E., Giannelli, G., Ricciardi, L., Sferruzza, G. Generatori di vapore e/o di acqua surriscaldata - Istruzioni per la prima verifica periodica ai sensi del d.m. 11 aprile 2011, collana Ricerche, © 2020 Inail ISBN 978-88-7484-634-4
- [14] UNI1604477 UNI/TR 11752:2019 Locali destinati al posizionamento di generatori di vapore e/o acqua surriscaldata e delle attrezzature ausiliarie
- [15] Vergara, D., Rubio, M., & Lorenzo, M. On the Design of Virtual Reality Learning Environments in Engineering. *Multimodal Technol. Interact.* 2017, 1(2)
- [16] Giannini, F., Alvisè Di Bernardo, M., Lupinetti, K., Anastasi, S., Monica, L., Monti, M., Augugliaro, G. Digital content interaction in 3D environments. Atti della Conferenza su 2022 IEEE International Conference on Metrology for Extended Reality, Artificial Intelligence and Neural Engineering (MetroXRINE), Rome, Italy, 2022, pp. 404-409
- [17] Mantelli, L., Ferrando, M., Traverso, A., Giannini, F., Lupinetti, K., Monti, M., Anastasi, S., Augugliaro, G., Monica, L. Integration of Dynamic Models and Virtual Reality for the Training of Steam Generator Operators. *J. Energy Resour. Technol.*, 2023, 145(6).
- [18] Rossi, I., Piantelli, L., Traverso, A., Gas Turbine Combined Cycle Flexibility: A Dynamic Model for Compressor Intake Conditioning Through a Heat-Pump. *ASME J. Eng. Gas Turbines Power*, 2019, 141(12), p. 121016.
- [19] Giannini, F., Lupinetti, K., Monti, M., Zhu, Y., Mantelli, L., Anastasi, S., Augugliaro, G., Monica, L. A Customizable VR System Supporting Industrial Equipment Operator Training. *Comput. Aided. Des. Appl.*, 2022, 716–730
- [20] Giannini, F., Lupinetti, K., Monti, M., Mantelli, L., Ferrando, M., Traverso, A., Giannini, F., Lupinetti, K., Monti, M., Anastasi, S., Augugliaro, G., Monica, L. Dynamic Simulator Integration in Virtual Reality Environment for Training Applications. Atti della Conferenza su CAD'23 – 10-12 luglio, 2023, Mexico City, MEXICO

Misure di riorganizzazione e continuità gestionale durante la pandemia: casi studio dalle ispezioni Seveso sull'industria di processo

R. Marrazzo, F. Vazzana

VAL-RTEC, ISPRA

Abstract

L'articolo rappresenta le attività di monitoraggio dei siti industriali, svolte durante il periodo COVID, con riferimento alle ispezioni sul Sistema di Gestione della Sicurezza degli stabilimenti industriali soggetti agli obblighi del d.lgs. 105/2015.

Partendo dal problema dello svolgimento delle ispezioni durante la pandemia, viene presentato il metodo alternativo introdotto dalle Autorità Competenti italiane per garantire la continuità, nel rispetto della procedura standard. Esso consiste nell'eseguire alcune fasi a distanza, individuando cosa si può svolgere tramite esame documentale e cosa in loco.

Vengono fornite informazioni sullo stato degli stabilimenti in caso di pandemia, con un focus su alcuni casi di studio dell'industria di processo. È stata assicurata la continuità gestionale delle attività operative, senza interruzioni di processi e senza modifiche di procedure significative.

Sono inoltre elencate le misure aziendali per la prevenzione e il contenimento della diffusione del virus, in termini di misure di riorganizzazione del lavoro del personale operativo e non operativo, nonché modalità di accesso al sito e di contrasto e contenimento del virus in applicazione dei protocolli COVID-19.

Il documento si conclude con le lezioni apprese dalle attività ispettive, con attenzione alle non conformità emesse in merito al rispetto delle frequenze della formazione, ai contenuti delle attività formative svolte in modalità a distanza, alla consultazione dei rappresentanti dei lavoratori e al rispetto dei tempi/frequenze delle attività di manutenzione. Vengono infine esplicitati i punti di forza e i benefici della nuova modalità ispettiva, consentendo così di garantire la prosecuzione dell'attività di controllo.

Keywords: Sistema di Gestione della Sicurezza, Ispezioni, COVID, continuità, monitoraggio, remoto, industria di processo.

1. Introduzione

L'articolo è finalizzato a rappresentare le attività di controllo e monitoraggio dei siti industriali, svolte durante il periodo COVID-19 [1], con particolare riferimento alle ispezioni sul SGS (Sistema di Gestione della Sicurezza) degli stabilimenti industriali

soggetti agli obblighi del d.lgs. 105/2015 (Decreto italiano di recepimento della Direttiva 2012/18/UE, c.d. "Seveso III") [2]. L'emergenza sanitaria da SARS-CoV-2 ha comportato limitazioni nell'effettuazione di sopralluoghi sul territorio nazionale. Partendo da questo problema, l'Istituto Nazionale per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ispra - Istituto Superiore Protezione e Ricerca Ambientale), il Corpo Nazionale Vigili del Fuoco (CNVVF), l'Istituto per la prevenzione degli infortuni e la sicurezza sul lavoro (INAIL - Istituto Nazionale Assicurazione Infortunio sul Lavoro) e il Ministero dell'Ambiente (MASE, ex MATTM), in ottemperanza alla procedura standard prevista dal decreto, hanno introdotto una modalità alternativa per garantire la continuità delle attività ispettive del SGS [3].

Essa dà la possibilità di svolgere alcune fasi da remoto, individuando cosa si può svolgere tramite esame documentale e cosa in loco, con eventuale completamento dell'analisi documentale. Il lavoro svolto ha permesso di sviluppare questa specifica procedura partendo da importanti riferimenti di organismi e istituzioni internazionali, quali CCPS [4], OSHA [5] e altri [6].

2. La nuova procedura per le ispezioni SGS

2.1 Le nuove fasi delle ispezioni

La nuova procedura per lo svolgimento delle ispezioni SGS presso gli stabilimenti Seveso, come illustrato nello schema in appendice alla presente memoria, si compone di tre fasi:

- Fase I - Preparazione dell'ispezione.
- Fase II - Avvio dell'ispezione.
- Fase III - Conclusione dell'attività di controllo.

La prima fase dell'ispezione è propedeutica, attraverso l'acquisizione della documentazione relativa allo stabilimento da ispezionare.

Le informazioni necessarie per lo svolgimento dell'ispezione sono acquisite dalla Commissione ispettiva almeno attraverso:

- L'acquisizione della documentazione relativa allo stato dello stabilimento da parte delle Autorità Competenti (AA.CC.).
- L'acquisizione del formato previsto dal d.lgs. 105/2015 per l'ispezione Seveso (check list, schede per l'analisi dell'esperienza operativa, tabella eventi-misure per l'analisi dei sistemi critici).
- Ogni ulteriore documentazione relativa allo stabilimento, rilevante per le attività da svolgere.

La Commissione procede all'esame tecnico preliminare della documentazione inviata dal gestore del sito, tramite posta elettronica certificata, individuando preventivamente, in vista della Fase II, i punti della check list e gli eventuali ulteriori aspetti verificabili mediante un esame documentale e/o richiedere uno specifico controllo in loco.

Questa è una fase in cui la Commissione predispone le attività, acquisendo la documentazione di stabilimento e comunicando al gestore l'iter ispettivo e l'avvio. È

prevista una pre-analisi consistente nell'individuazione dei punti della check list, di natura 'documentale', e dei punti da controllare in loco; poi, c'è una prima verifica dei punti 'documentali', con l'individuazione di quelli da approfondire con il gestore nella fase due.

La seconda fase consiste nell'attività di revisione e analisi documentale dell'esperienza operativa e dei punti della check list, che deve tenere conto dei riscontri documentali, richiesti al gestore e acquisiti tramite posta certificata.

L'analisi dei sistemi tecnici critici avviene con l'esame della check list per il "controllo operativo" e la "pianificazione delle emergenze" e prende successivamente in considerazione i test di funzionalità da effettuare durante la visita in loco.

La verifica documentale viene effettuata da remoto tramite videoconferenza (VdC).

È un importante momento di confronto con l'azienda:

- Per i necessari chiarimenti/approfondimenti sui dati acquisiti.
- Per l'analisi congiunta delle schede di analisi dell'esperienza operativa, della check list e della tabella eventi-misure.
- Di individuazione ed esame programmato dei sistemi tecnici, organizzativi e gestionali applicati nello stabilimento.

In questa seconda fase, si pianifica il sopralluogo e si danno le prime conclusioni, in termini di:

- Individuazione di punti specifici da verificare in loco.
- Organizzazione di sopralluoghi in campo.
- Colloquio con il Manager del reparto H&S (Health & Safety) e il medico del lavoro.
- Verbale delle attività svolte in VdC.
- Redazione preliminare del Rapporto Finale di Ispezione (RFI).

Successivamente, l'ispezione procede con la visita in loco e la raccolta di tutte le evidenze per completare la verifica documentale, anche attraverso azioni specifiche e mirate, inclusa l'acquisizione di ulteriore documentazione.

È possibile riassumere quest'ultima fase attraverso:

- Chiarimenti e integrazioni attraverso incontri "in presenza" con il gestore (e/o suoi rappresentanti).
- Colloqui con i rappresentanti dei lavoratori, medico del lavoro, personale interno e subappaltatori.
- Sopralluogo su impianti e attrezzature e relativo stato dei luoghi, predisposizione di simulazioni ed esercitazioni di emergenza, collaudi funzionali degli impianti tecnici, feedback sui sistemi tecnico-impiantistici.

Il sopralluogo in campo e la presenza in impianto vengono effettuati per il tempo minimo necessario.

Da remoto è possibile scrivere uno o più verbali, che riassumano le attività svolte.

Per la visita in loco, per quanto prevedibile, verrà redatto un piano preventivo sufficientemente dettagliato in base al tempo delle attività in loco da svolgere "in presenza" (presso la sala riunioni aziendale).

In analogia a quanto già previsto nella procedura standard, tutti i rilievi emersi nel corso dell'ispezione (sia relativi all'analisi documentale che al sopralluogo) devono essere portati all'attenzione del Gestore al momento della loro presa d'atto e riportati nel RFI unitamente ai riferimenti documentali, al fine di giustificare adeguatamente eventuali non conformità.

In particolare, la Commissione deve garantire che le non conformità siano documentate in modo chiaro e conciso e siano supportate da riscontri oggettivi.

Terminate le attività di esame documentale e di sopralluogo, nella terza fase si completa la redazione del verbale finale di sopralluogo, dopodiché le non conformità riscontrate vengono esposte al gestore in un incontro finale in VdC, accertandosi che queste siano chiaramente comprese.

La redazione di uno o più verbali avviene a distanza in cui, in sintesi, vengono riportate le attività svolte. In ogni caso, l'ultimo verbale sancisce il completamento delle attività e la comunicazione al gestore degli esiti dell'ispezione con evidenza delle non conformità riscontrate.

2.2 Ulteriori obblighi e informazioni necessarie

Il gestore deve assicurare la possibilità di svolgere tali attività "in presenza", attraverso l'adozione di specifiche misure di prevenzione e contenimento della diffusione del virus SARS-CoV-2.

Egli deve fornire informazioni preliminari, alla Commissione, per l'accesso e la permanenza in sicurezza negli ambienti individuati per lo svolgimento dell'attività di controllo, in conformità alla normativa e ai protocolli previsti.

La commissione richiede preventivamente ulteriori informazioni sullo stato dello stabilimento in condizioni di pandemia, ed in particolare indicazioni di eventuali modifiche o integrazioni alle procedure del SGS a seconda della situazione emersa e in relazione a:

- Eventuali provvedimenti di riorganizzazione del lavoro adottati e all'eventuale revisione delle attività formative, anche con riferimento agli obblighi previsti dalla normativa vigente.
- Valutazione dei rischi connessi ad eventuali stati di inoperatività o ridotta operatività degli impianti, legati anche alla presenza di sostanze pericolose.
- Gestione delle attività manutentive secondo il programma pianificato.
- Gestione delle attività di manutenzione dei sistemi tecnici critici, come individuati nell'analisi dei rischi.
- Piano di Emergenza Interna (PEI) e sua attuazione, con riferimento agli eventi da gestire in eventuali situazioni di limitata disponibilità di personale o assenza di personale (attività di vigilanza).
- Composizione della squadra di intervento, in risposta alle emergenze.

3. Casi studio dall'industria di processo

3.1 Informazioni sullo stato dello stabilimento in condizioni di pandemia

Sulla base delle esperienze desunte dalle attività ispettive condotte nel periodo della pandemia su industrie di processo come centri di estrazione/processo di greggio e raffinerie, considerate attività strategiche dalla normativa italiana emanata durante il periodo COVID [7], sono fornite informazioni sullo stato di questi stabilimenti.

Non si sono verificate interruzioni dei processi produttivi o delle attività lavorative, attraverso una generale prosecuzione delle attività operative degli impianti.

Nessuna conseguenza è stata evidenziata sugli scenari incidentali ipotizzati nel Rapporto di Sicurezza, con la successiva conferma dell'attuazione delle misure previste dal Piano di Emergenza Interno. Viene infatti costantemente garantita la presenza di figure aventi specifici ruoli nel Piano di Emergenza Interno, in funzione delle responsabilità individuate.

È stata quindi garantita la composizione giornaliera delle squadre di emergenza presenti sul sito, secondo gli scenari tratti dal Rapporto di Sicurezza.

La continuità gestionale delle attività di stabilimento è stata assicurata, senza interruzioni dei processi e non sono state adottate modifiche o integrazioni a procedure SGS significative.

È stata invece aggiornata la documentazione in ottemperanza alla normativa sulla "sicurezza sul lavoro", per effetto delle nuove modalità di presenza del personale in sito. L'unica riduzione della presenza del personale e delle attività svolte è stata quella delle ditte terze.

Si può comunque affermare che le attività connesse all'esercizio in sicurezza degli impianti sono state assicurate.

3.2 Misure aziendali per la prevenzione e il contenimento della diffusione del virus

Le aziende hanno previsto misure di riorganizzazione del lavoro per il personale operativo e non operativo.

Il personale operativo di produzione, operante su 3 turni da 12 ore, è stato riorganizzato su turni da 12 ore, con riduzione delle alternanze giornaliere negli stabilimenti e minimizzazione dei cambi turno giornalieri. I gestori hanno proceduto all'individuazione di gruppi omogenei di turnisti (organizzati in squadre), isolati in casa, come riserve in caso di contagi dei gruppi rimasti in turno.

Per il personale non operativo è prevista l'implementazione della modalità del telelavoro (smart working) estesa a quadri, dirigenti, lavoratori a giornata (60% dell'organico).

Le aziende hanno implementato nuove procedure di accesso al sito con percorsi di ingresso e uscita dedicati, mantenendo una distanza di 1 m per il personale, previo controllo tramite termoscanner (divieto di ingresso se temperatura eccede i 37,5 °C). Presso gli impianti sono stati predisposti interventi organizzativi, quali la separazione della zona spogliatoi, la diversificazione degli orari di accesso alle mense aziendali.

Per quanto riguarda gli ambienti chiusi, è stata assicurata la sanificazione e sono state distribuite apposite mascherine con l'attuazione di una procedura specifica per il mantenimento delle loro caratteristiche. Infine, ma non meno importante, gli incontri "in presenza" sono stati evitati utilizzando la videoconferenza.

I gestori hanno infine emanato misure di contrasto e contenimento del virus in applicazione dei protocolli COVID-19 e dei "Piani di Contingenza", in accordo con le Organizzazioni Sindacali dei lavoratori, consistenti in:

- Gestione di potenziali casi positivi asintomatici.
- Monitoraggio dei contatti stretti in azienda.
- Esecuzione di screening per il rilevamento di potenziali casi di positività al virus e prevenzione di possibili infezioni.
- Possibilità di "tampone rapido" per l'ingresso in stabilimento e/o per personale proveniente dall'estero (in caso di aziende multinazionali).
- Possibilità di ospitare il personale, per tutta la durata della rotazione turni e/o quarantena, presso strutture ricettive del territorio limitrofo (in caso di aziende multinazionali).

3.3 Informazioni sulle principali risultanze emerse

Sono nel seguito riassunte le principali informazioni riguardanti le attività condotte, in termini di non conformità emerse, secondo le definizioni del D.Lgs. 105/2015 (Raccomandazioni - R; Proposte di prescrizione - P), a carattere quali-quantitativo.

Elemento del SGS	Tipologia di stabilimento							
	Centro estrazione greggio 1		Centro estrazione greggio 2		Raffineria petrolio 1		Raffineria petrolio 2	
	R	P	R	P	R	P	R	P
Documento PPIR	x	x	x		x	x	x	
Organizzazione/personale	x	x	x	x	x		x	
Pericoli rilevanti	x				x			
Controllo operativo	x	x	x		x			
Gestione modifiche	x		x		x			
Pianificazione emergenza	x	x	x	x	x		x	
Controllo prestazioni	x		x		x			
Controllo e revisione	x				x			

Tabella 1. Informazioni riguardanti le non conformità emerse

4. Conclusioni

Sulla scorta di quanto indicato al par. 3.3, è possibile evidenziare alcune lezioni apprese, frutto dell'esperienza dalle attività di ispezione SGS svolte, con riferimento alle non conformità in merito alla continuità gestionale durante la pandemia, quali:

- Rispetto delle frequenze orarie per le sessioni di formazione e aggiornamento.
- Spiegazione dei contenuti delle attività formative svolte in modalità “a distanza”, con sessione di verifica finale (“in presenza”).
- Consultazione dei rappresentanti dei lavoratori sulla documentazione obbligatoria prevista dal d.lgs. 105/2015 (DPPIR – Documento di Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, programma di formazione, PEI).
- Rispetto delle tempistiche e della periodicità delle ispezioni su alcuni impianti tecnici critici, eseguite da personale di società terze.
- Verifiche e controlli soggetti al solo effettivo esercizio.

La nuova modalità ispettiva per le ispezioni SGS ha garantito la prosecuzione dell'attività di controllo sui siti Seveso durante l'emergenza sanitaria da SARS-CoV-2. È importante esplicitare i punti di forza e i vantaggi della nuova procedura, che consente un completo controllo documentale preliminare con una conseguente spinta verso la dematerializzazione.

Inoltre, il maggior numero di incontri a distanza con gestore e rappresentanti aziendali (4/5 giorni) rispetto alle precedenti attività svolte solo in sede (nelle sale riunioni aziendali) ha dato più tempo per la redazione del RFI.

La minimizzazione delle visite in loco e la riduzione degli incontri in presenza (solo 1/2 giorni in sede) ha quindi garantito la sicurezza e la tutela della salute nel rispetto dei protocolli COVID-19, con un risparmio economico e umano per la Pubblica Amministrazione e anche per le aziende.

Bibliografia

[1] TWG 2. Technical Working for Seveso Inspections. Seveso Enforcement and Site Risk Management during the Covid-19 Pandemic. EC-Joint Research Centre with the TWG 2 Steering Committee. 9 February 2021 (https://minerva.jrc.ec.europa.eu/EN/content/minerva/4a05d451-6c54-11eb-9867-0050563f0167/webinar_on_seveso_enforcement_and_site_risk_management_during_the_covid19_pandemic_2021).

[2] GU. DECRETO LEGISLATIVO 26 giugno 2015, n. 105. SO n. 161 del 14 luglio 2015 “Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose”. (Gazz. Uff. 14 luglio 2015, n. 161, S.O.).

[3] CNVVF-MI. Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica. Protocollo n. 9143 del 09/07/2020 – DCPREV. “Criteri per lo svolgimento delle ispezioni di cui all'art. 27 del D.LGS. 105/2015 mediante l'uso di tecnologie audio/video per la comunicazione a distanza”.

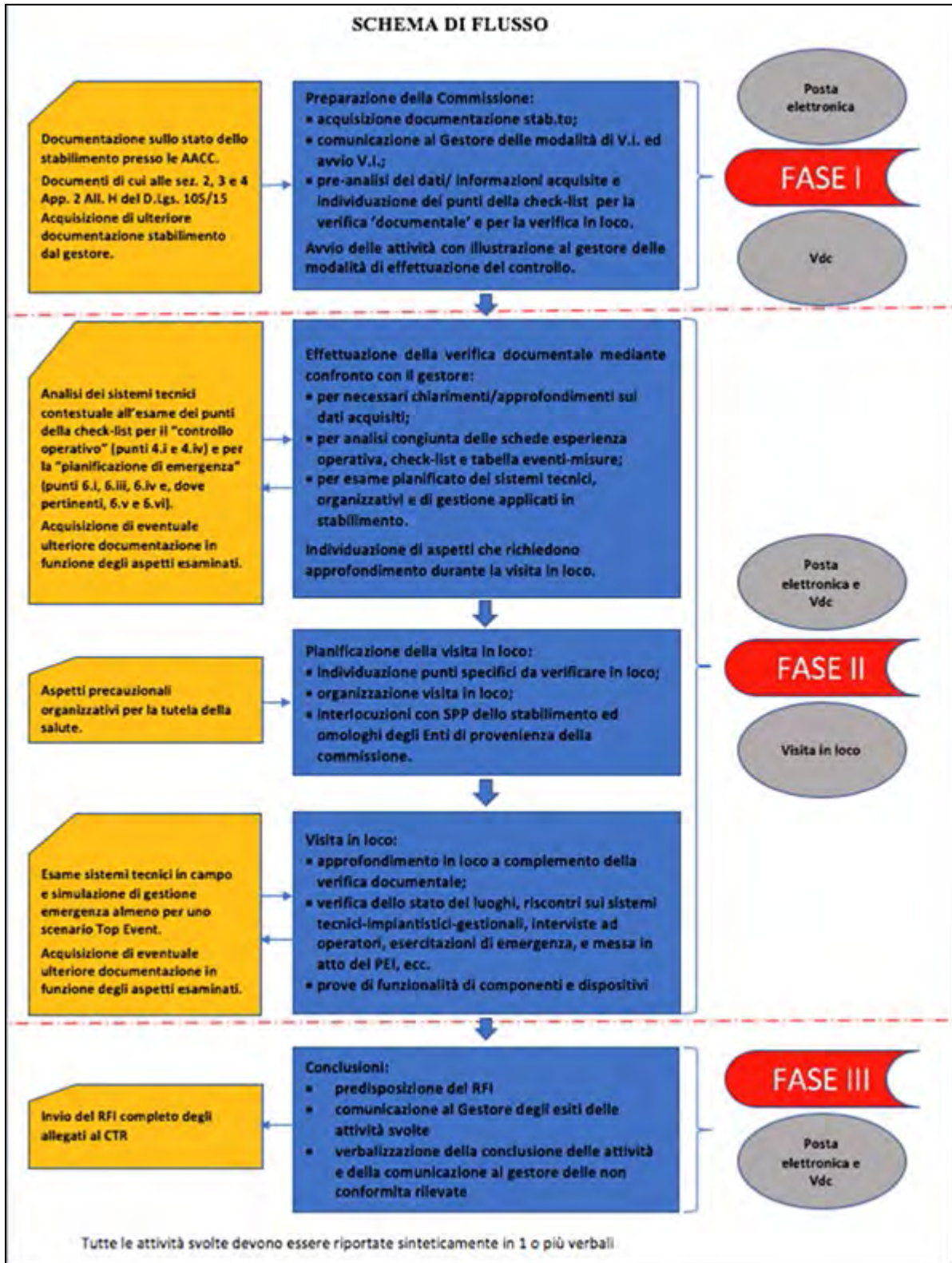
[4] CCPS. Center for Chemical Process Safety “Monograph: RISK BASED PROCESS SAFETY DURING DISRUPTIVE TIMES”. American Institute of Chemical Engineers, New York, NY, 2020 (https://www.aiche.org/sites/default/files/docs/pages/2020-2021_ccps_annual_report.pdf).

[5] OSHA. Occupational Safety and Health Administration "Guidance on Preparing Workplaces for COVID-19". U.S. Department of Labor. Occupational Safety and Health Administration. OSHA 3990-03 2020 (<https://www.osha.gov/sites/default/files/publications/OSHA3990.pdf>).

[6] SEPA. Scottish Environment Protection Agency. "Control of major accident hazards (COMAH). Temporary Regulatory Guidance Response to COVID-19. Position Statement Withdrawn". SEPA 2020 (<https://cedrec.com/legislation/49378/overview>).

[7] GU. DECRETO DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 26 aprile 2020 "Ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6, recante misure urgenti in materia di contenimento e gestione dell'emergenza epidemiologica da COVID-19, applicabili sull'intero territorio nazionale". (GU Serie Generale n.108 del 27-04-2020).

Appendice: Schema di flusso della nuova procedura ispettiva



Descrizione di un ciclo energetico totalmente green alla luce delle ultime evoluzioni tecnologiche

A. Romanelli¹, A. Serra², F. Praolini³, M. Geneletti³

¹ Inail – Uot di Bergamo

² ATS Brescia

³ Tenaris SPA

Abstract

Il presente lavoro vuole essere una semplice descrizione di un ciclo energetico totalmente green, che partendo dall'energia elettrica prodotta tramite fonti rinnovabili, permette la creazione di idrogeno verde tramite elettrolizzatori e il suo successivo impiego nei più svariati ambiti, compreso quello di abbinarlo alla CO₂ recuperata dalle aziende emettitrici o da stoccaggi allo scopo realizzati, per creare alla fine il metano sintetico secondo la reazione di Sabatier. Ciò allo scopo di sensibilizzare e rendere edotta la collettività sulle nuove tecnologie introdotte o in fase di introduzione al fine di raggiungere l'obiettivo dell'EU di zero emissioni di CO₂ entro il 2050. Infine, viene descritta l'esperienza di implementazione dell'idrogeno nel ciclo produttivo di un'azienda siderurgica.

Keywords: fonti rinnovabili, elettrolizzatore, idrogeno, metano sintetico

1. Introduzione

La sofferenza del pianeta è legata alle attività dell'uomo. Secondo lo scienziato e climatologo Johan Rockström, studioso della resilienza dei sistemi complessi, per poter vivere al sicuro sulla Terra, l'umanità deve attenersi a determinati limiti in nove ambiti (*planetary boundaries*): la percentuale di perdita di biodiversità; il livello di acidificazione degli oceani; il tasso di sfruttamento del suolo; il tasso di consumo di acqua dolce; il livello di ozono nell'atmosfera; il cambiamento climatico; il livello di inquinamento chimico; l'equilibrio nei cicli dell'azoto e del fosforo; la quantità di particolato atmosferico.

Se fino agli anni cinquanta l'umanità si trovava ancora all'interno di tutti i nove "confini di sicurezza", negli anni sessanta è stato sorpassato il limite di sostenibilità del ciclo dell'azoto. Il confine sul cambiamento climatico è stato poi superato agli inizi degli anni novanta. Attualmente l'impatto delle attività umane sull'ambiente è evidente anche sulla perdita di biodiversità degli ecosistemi, e si sta rapidamente avanzando verso i limiti di sostenibilità per quanto riguarda lo sfruttamento del suolo, del fosforo e l'acidificazione degli oceani. Se in così poco tempo tanti confini di sicurezza sono saltati sulla Terra, una delle principali cause è l'utilizzo dei combustibili fossili, che sono stati la fonte di energia alla base dello sviluppo economico nel Novecento. Il

riscaldamento, i trasporti e l'industria, l'abbattimento delle foreste per l'allevamento del bestiame o la coltivazione, la produzione di cemento e altri processi industriali hanno immesso nell'atmosfera 2200 miliardi di tonnellate di CO₂ e altri gas serra, con un effetto tossico a due livelli. Il primo è che i gas serra trattengono il calore del sole, riscaldando il pianeta. Il secondo è che la combustione di carbone e petrolio contribuisce all'inquinamento dell'aria, con rilascio di ossidi di azoto e di microparticelle dagli effetti per la salute.

2. Modalità operative

Ci sono soluzioni tecnologiche che possono mitigare questi scenari, aiutandoci a conservare la carbon budget (figura 1). Sono le soluzioni che tolgono CO₂ dall'atmosfera. La prima tra tutte è la cattura, lo stoccaggio e il riutilizzo della CO₂ (carbon capture use and storage - CCUS) [1] [2].

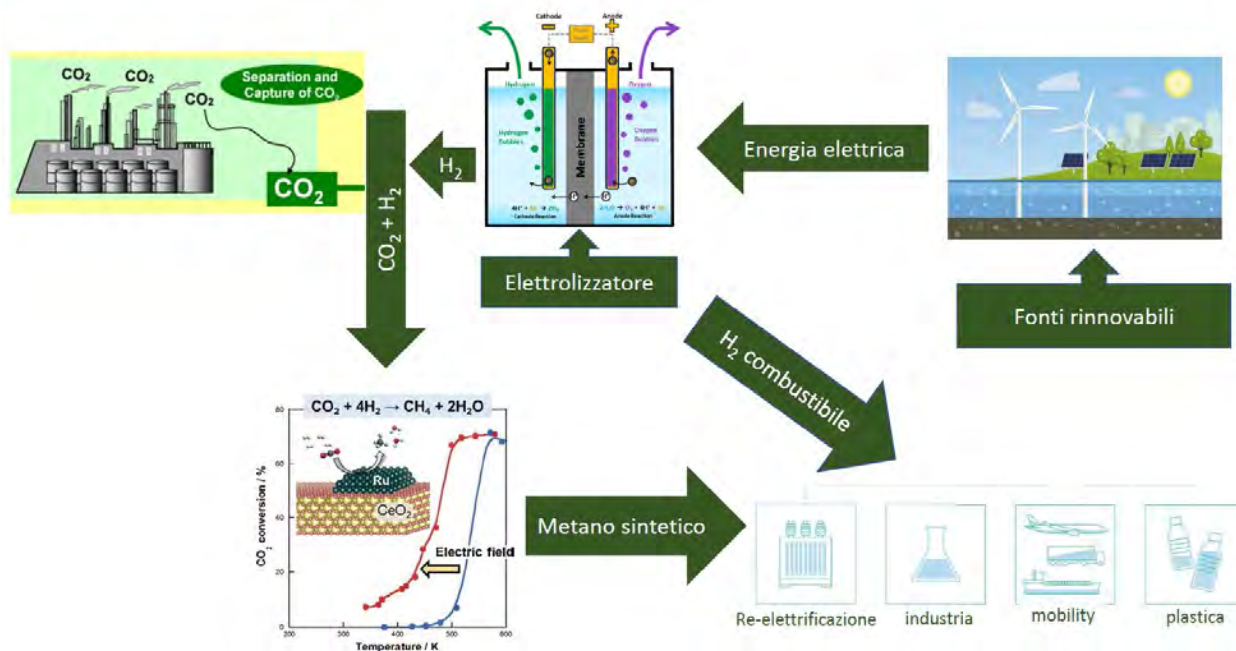


Figura 1. Rappresentazione schematica del ciclo energetico totalmente green.

È possibile catturare flussi concentrati di CO₂ direttamente dalle fabbriche e dalle centrali termoelettriche e conservarla per poi riutilizzarla. Vediamo di descrivere un ciclo che possa permettere la realizzazione di energia elettrica, idrogeno e metano in maniera totalmente green.

2.1 Fonti rinnovabili

Energia rinnovabile definizione: Il termine energia rinnovabile indica tutte le fonti di energia non soggette ad esaurimento e con un limitato impatto ambientale. Le principali sono:

energia solare: sarà il settore trainante con una crescita stimata pari al 60% tra il 2019 e il 2024 con un significativo impiego nel settore industriale e commerciale. Al tempo

stesso, gli studiosi ipotizzano il raddoppio del numero di impianti solari a servizio delle abitazioni entro il 2024.

energia eolica: grazie ai numerosi incentivi proposti dagli stati, la sua produzione aumenterà del 57% in Cina e negli USA.

energia idroelettrica: rimarrà la più grande fonte di energia rinnovabile anche nel 2023, provvedendo fino al 46% del fabbisogno energetico dell'Italia.

energia da biomasse: viene ipotizzato una crescita molto importante, tale da soddisfare fino al 32% del fabbisogno energetico totale mondiale [3].

2.2. Elettrolizzatore

Un elettrolizzatore (o cella elettrolitica) è un dispositivo elettrochimico che, alimentato da energia elettrica, consente, in presenza di un elettrolita e di una membrana, di rompere le molecole dell'acqua, separando l'idrogeno dall'ossigeno (figura 2).

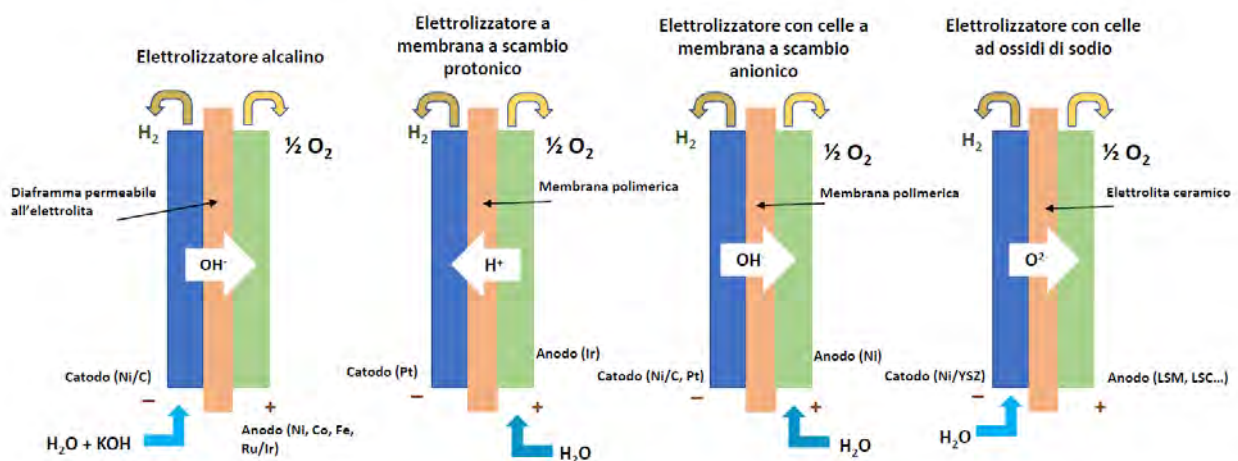


Figura 2. Struttura della cella per le quattro principali tecnologie di elettrolisi.

La diffusione del processo di elettrolisi per la produzione dedicata di idrogeno è cresciuta a un ritmo sostenuto negli ultimi anni. L'anno scorso è stato un anno record di diffusione dell'elettrolisi, con oltre 200 MW di capacità entrati in funzione, un aumento di tre volte rispetto al 2020. La capacità installata totale ha raggiunto 1 GW alla fine del 2022. La realizzazione di tutti i progetti in cantiere potrebbe portare a una capacità installata di elettrolizzatore di 134-240 GW entro il 2030, il doppio delle aspettative rispetto allo scorso anno. Inoltre, la capacità di produzione di elettrolizzatori è raddoppiata rispetto al 2022, raggiungendo quasi 8 GW all'anno. Tuttavia, la capacità di elettrolisi richiede un'accelerazione significativa per un adeguamento allo scenario Net Zero Emissions entro il 2050. Ciò richiede di arrivare ad una capacità di elettrolisi di oltre 700 GW entro il 2030 come evidenziato nella tabella 1 [4].

Anno	MW Alcalino	MW PEM	MW Altro/sconosciuto	MW Totali
2019	164	65	13	242
2020	197	93	14	304
2021	354	126	33	513
2022	727	366	306	1398
2023	1459	1125	2933	5517
2030 - NZE	-	-	-	720.000

Tabella 1. Capacità totale di elettrolisi installata per tecnologia nello scenario Net Zero, 2019-2050. Fonte: IEA Hydrogen Projects Database. NZE = Scenario Net Zero Emissions entro il 2050.

2.3 Emittitori di CO₂ e contemporaneamente potenziali fornitori di tecnologie per la cattura di CO₂



- ✓ *Produzione di energia:* biogas (BECCS), biomassa (BECCS), waste to energy (BECCS), carbone (non biogen CO₂), petrolio (non biogen CO₂) - Cattura direttamente dalle ciminiere;
- ✓ *Industria pesante:* cementifici, siderurgici, saccariferi, termotecniche, settore chimico – cattura direttamente dalle ciminiere;
- ✓ *L'atmosfera:* Cattura diretta dell'aria.

2.4 Infrastrutture per il trasporto della CO₂



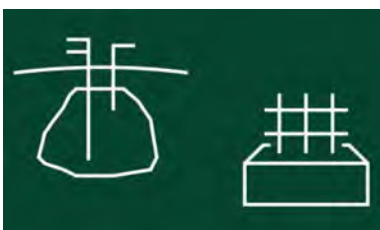
- ✓ Collegamento di condotte in superficie o sotterranee;
- ✓ Trasporto via nave;
- ✓ Trasporto via terra tramite camion o treno.

2.5 Utilizzo della CO₂



- ✓ Produzione di combustibili sintetici quali il metano verde (CH₄);
- ✓ Trasformazione biologica in acido carbossilico per ingredienti in foraggi e alimenti;
- ✓ Trasformazione chimica in polimeri, combustibili, materiali da costruzione, solventi.

2.6 Immagazzinaggio della CO₂

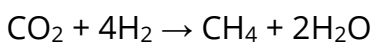


- ✓ *Geologico:* giacimenti di petrolio e gas esauriti, riserve di acqua salata, caverne;
- ✓ *Minerale:* stoccaggio in prodotti minerali, ad esempio calcestruzzo;
- ✓ *Biologico:* stoccaggio in materiale biologico, ad esempio rimboschimento;
- ✓ *Biochar:* biomassa residua carbonizzata.

2.7 Idrogenazione- utilizzo dell'anidride carbonica per la generazione di metano

L'idrogenazione svolge un ruolo chiave nella sintesi chimica. L'idrogenazione omogenea è diventata sempre più importante negli ultimi decenni, principalmente a causa della sua applicazione nella produzione industriale di specialità chimiche. L'idrogenazione omogenea è una trasformazione chimica durante la quale uno o più atomi di H vengono incorporati nel prodotto della reazione, per azione di un catalizzatore attivo presente nella stessa fase dei reagenti.

L'idrogeno (H₂) è la molecola più semplice e le sue proprietà sono completamente comprese. Poiché questa risorsa pulita è disponibile in abbondanza a un costo molto basso, l'idrogenazione catalitica è una tecnologia fondamentale sia nella ricerca che nell'industria. Tipico è il processo Sabatier, cioè una reazione chimica in cui il diossido di carbonio reagisce con l'idrogeno, in presenza di nichel quale catalizzatore e in condizioni di temperatura ottimale compresa tra 300-400 °C e alta pressione, producendo metano e acqua. Occasionalmente viene utilizzato anche un catalizzatore a base di rutenio supportato su allumina, più costoso ma anche più efficiente. L'equazione chimica è la seguente:



Recentemente gli scienziati giapponesi dell'Università di Waseda [5] hanno sviluppato un nuovo metodo per convertire l'anidride carbonica in metano con un campo elettrico a basse temperature. Rispetto ai metodi precedenti, questo nuovo metodo può produrre qualsiasi quantità di metano ogni volta che è necessario. Il metano, quale componente principale del gas naturale, può essere utilizzato per generare calore ed elettricità; quindi, questo metodo potrebbe essere utilizzato per riciclare CO₂ indefinitamente (Figura 3).

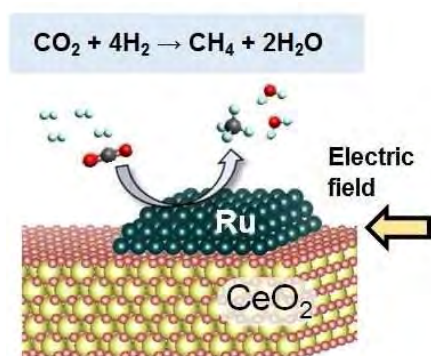


Figura 3. L'idrogenazione della CO₂ in CH₄ procede sul catalizzatore Ru/CeO₂ in un campo elettrico anche a basse temperature inferiori a 473,15 K (200 °C), dove la reazione catalitica convenzionale senza il campo elettrico non procede. Nel campo elettrico, il catalizzatore Ru/CeO₂ mostra un'attività elevata e stabile senza l'ostacolo del CO adsorbito sulla superficie delle particelle Ru.

3. RecHycle: Utilizzo dell'idrogeno verde per la neutralità climatica dell'industria siderurgica. Esperienza di un'azienda siderurgica

L'industria siderurgica è uno dei principali responsabili delle emissioni di CO₂, con oltre il 7% delle emissioni. Circa il 67% dell'acciaio globale viene prodotto attraverso il metodo *Blast Furnace-Basic Oxygen Furnace* (BF-BOF), in cui il carbone viene utilizzato come combustibile per riscaldare l'altoforno e come agente riducente per convertire il minerale di ferro in acciaio. Quando il carbonio si combina con l'ossigeno, l'anidride carbonica viene rilasciata come co-prodotto, motivo per cui le emissioni di CO₂ rappresentano parte integrante della produzione di acciaio convenzionale. In questo contesto si inserisce il progetto europeo *RecHycle* [6] che mira a studiare l'uso dell'idrogeno (verde) e dei gas riciclati per sostituire il coke ed il carbone polverizzato nell'altoforno delle acciaierie. Infatti, quando l'idrogeno reagisce con il minerale ferroso, come co-prodotto si forma solo vapore acqueo, eliminando l'emissione di CO₂. RecHycle è finanziato nell'ambito del bando HORIZON-CL4-2021-TWIN-TRANSITION-01-22 di Horizon Europe, il programma quadro dell'Unione Europea per la ricerca e l'innovazione (accordo di sovvenzione n. 101058692). In tema di decarbonizzazione e miglioramento dell'impronta ambientale un caso concreto è l'ambizioso progetto lanciato da un'azienda del territorio Bergamasco. A inizio 2022 le società hanno sottoscritto un Memorandum of Understanding (MoU) per poter avviare la progettazione di un impianto di cattura di CO₂ (CCU) nello stabilimento in questione.

L'innovativo progetto prospetta la cattura di 30 tonnellate giornaliere di CO₂ prodotte direttamente dalla centrale termoelettrica dello stabilimento. Il processo di cattura dell'anidride carbonica avverrà per mezzo di una rivoluzionaria tecnologia proprietaria di Saipem CO₂ Solutions, basata su un processo enzimatico che consentirà l'impiego di calore di scarto evitando così di ricorrere a sostanze tossiche che verrebbero impiegate in altri processi. La CO₂ così raccolta verrà poi utilizzata da un'altra azienda del territorio specializzata nella produzione e distribuzione di gas tecnici, nello specifico nell'ambito dell'industria alimentare, nelle coltivazioni, nel trattamento delle acque, nella lavorazione dei metalli e anche come gas refrigerante a ridotto impatto ambientale. Il recupero e un nuovo utilizzo dell'anidride carbonica raccolta contribuirà allo sviluppo di modello economico circolare, sempre più sostenibile [7]. Il progetto Dalmine Zero Emissions (DZE) mira a sostituire il gas naturale con idrogeno verde da utilizzare nell'intero ciclo produttivo dei tubi in acciaio, dall'acciaieria del forno ad arco elettrico (EAF) ai trattamenti termici. Verranno installati elettrolizzatori in loco alimentati da elettricità rinnovabile per fornire idrogeno verde agli impianti e l'ossigeno generato come sottoprodotto dell'elettrolisi, verrà utilizzato direttamente nel ciclo di produzione dei tubi in acciaio anziché acquistarlo da terzi. Questo progetto prevede:

- Sistema multifunzione (bruciatori e iniezione di ossigeno) a parete raffreddato ad acqua EAF funzionante con miscela variabile NG-H₂ fino al 100% H₂;

- Sistemi di combustione policombustibile ad alta efficienza Ultra-Low NOX funzionanti con miscela variabile GN-H₂ fino al 100% H₂.

Il progetto Dalmine Zero Emissions è altamente modulare e interconnesso. Due diverse fasi saranno implementate in sequenza, considerando la migliore soluzione tecnologica disponibile e il contesto (es. installazione di elettrolizzatori aggiuntivi o acquisto di idrogeno verde dal mercato):

Fase Steelmaking: sostituzione del gas naturale nell'EAF da completare entro 2-3 anni. Prevede l'installazione di un elettrolizzatore da 20MW. Inoltre, grazie all'utilizzo diretto dell'ossigeno generato dall'elettrolizzatore in EAF, consentirà un risparmio di circa 5 kton CO₂/anno. L'impiego dell'idrogeno nell'acciaieria sarà seguito da un lungo periodo di test per verificare gli effetti dell'idrogeno sulla qualità dell'acciaio e sul materiale refrattario.

Phase Downstream: sostituzione del gas naturale in tutti i forni di riscaldamento e trattamento termico in fasi sequenziali. Prevede l'installazione di ulteriori elettrolizzatori e l'ulteriore riduzione delle emissioni dirette di CO₂ dell'impianto.

Dalmine Zero Emissions punta ad una rilevante decarbonizzazione del proprio sito con circa il 75% di abbattimento totale di CO₂, al suo completamento. Il livello di circolarità aumenterà (EAF consuma una quantità > 90% di materiali riciclati) con l'uso interno di O₂ generato dagli elettrolizzatori.

3.1 Sfide chiave

Il settore siderurgico è ad alta intensità di capitale e opera in un mercato globale altamente competitivo. Il ciclo di investimento dura approssimativamente tra i 20 e 30 anni. Le sfide provengono principalmente da:

- problematiche interne relative all'utilizzo dell'idrogeno, alla flessibilità del processo e alla qualità finale del prodotto siderurgico;
- problemi sistemici legati a fattori esterni e sfide industriali più ampie che circondano l'industria e il mercato dell'acciaio.

3.1 Questioni interne

Il potere calorifico inferiore dell'idrogeno richiede l'utilizzo di una quantità di gas circa tre volte maggiore del gas naturale. I sistemi di combustione e/o i bruciatori esistenti devono essere adattati o sviluppati ad hoc, così come la relativa rete di distribuzione del gas. Deve essere, inoltre, eseguita una valutazione di sicurezza dedicata. In EAF, lo stesso sistema viene utilizzato sia per fondere il rottame che per iniettare ossigeno durante la raffinazione. Questo aspetto deve essere considerato nell'adattamento della modalità di funzionamento del bruciatore. Il gas naturale è anche largamente utilizzato per il preriscaldamento dei refrattari e per l'ossitaglio delle barre d'acciaio. L'introduzione dell'idrogeno come combustibile nella catena siderurgica EAF porterà a diversi cambiamenti che devono essere studiati. Fondamentale è la valutazione degli effetti della nuova atmosfera con quantità ridotta (o eliminata) di CO₂ e quantità aumentata di H₂O sul processo. Inoltre, devono essere considerati gli impatti sulla durata del materiale refrattario (reazioni con H₂ e H₂O, possibili meccanismi di

corrosione, picchi di scambio termico radiativo localmente più elevati) e sulla qualità del semilavorato e del prodotto finito (formazione di incrostazioni nel processo di laminazione a caldo).

Il controllo dei fenomeni delle condizioni di ossidazione che si verificano durante l'operazione di riscaldamento e il processo di laminazione a caldo è un problema persistente e la letteratura disponibile fa riferimento solo alle tecnologie di combustione standard e al gas naturale. La definizione dei parametri di lavorazione ottimali è obbligatoria per garantire un prodotto qualitativamente idoneo e per verificare che gli eventuali difetti di produzione associati, non persistano fino al prodotto finale, anche quando vengono utilizzati nuovi sistemi di combustione e combustibile ad alto contenuto di H₂ (fino al 100%) e nelle operazioni di post-riscaldamento. Inoltre, devono essere attentamente valutati gli effetti di un maggior contenuto di H₂O nei sistemi di captazione dei fumi e nei sistemi di recupero del calore.

3.2 Questioni sistemiche

L'idrogeno oggi è quasi esclusivamente di origine fossile:

- prodotto principalmente tramite il reforming del gas naturale (95%);
- sottoprodotto della produzione di clorurazione per elettrolisi del sale (NaCl);
- prodotto tramite elettrolisi dell'acqua (< 2%) con elettrolizzatori.

L'idrogeno è utilizzato principalmente nei grandi impianti chimici e nelle raffinerie, fornito in serbatoi di stoccaggio o tramite condutture esistenti in aree fortemente industrializzate. La produzione di idrogeno in loco è limitata. Le principali barriere sistemiche allo sviluppo dell'idrogeno verde ancora da abbattere sono:

- tecnologie di combustione ad alto costo non ancora a piena maturità;
- limitata diffusione nel mercato di dimostrazioni dell'intera filiera a dimensione industriale;
- mancanza di un quadro normativo e legislativo chiaro per la produzione e l'uso dell'idrogeno in settori *hard to abate*;
- necessità di un sistema di certificazione per la tracciabilità dell'idrogeno (uno schema di certificazione potrebbe consentire la tracciabilità di tutte le fonti, rinnovabili e non rinnovabili);
- revisione degli oneri di rete e tassazione dell'energia elettrica rinnovabile per la produzione di H₂ verde;
- allineamento del quadro normativo in tutti gli Stati membri dell'UE per il trasporto di idrogeno in pipeline, miscelato con gas naturale (*blending*) o puro.

Confrontando la visione di Carbon Direct Avoidance (CDA) dell'industria siderurgica e le esigenze future con quella attuale, il *business case* rivela che il costo delle FER dovrebbe diminuire sostanzialmente (da 100-80 €/kWh a 30-20 €/kWh) per consentire l'elettrolisi dell'acqua e produzione di idrogeno a costi sostenibili. Inoltre, oggi e nel prossimo futuro, per minimizzare il costo dell'idrogeno, l'elettricità da FER dovrebbe essere generata in prossimità dell'utente, per evitare costi di trasmissione e tassazione. Pertanto, l'ubicazione per l'installazione, l'integrazione nell'ecosistema

locale e la flessibilità operativa degli impianti, possono essere considerati uno dei principali fattori critici per il progetto FID (mantenimento della competitività in una visione di breve/medio periodo).

Pertanto, la produzione dell'acciaio e i processi a valle (laminazione a caldo, trattamento termico e finitura) richiedono un'implementazione graduale, modulare e di scala.

Un altro fattore limitante per la sostituzione del gas naturale con l'idrogeno verde, oltre alla disponibilità di FER, sono le superfici necessarie per l'installazione di impianti di elettrolisi efficienti da centinaia di MWhe, la rete di distribuzione del gas e la sofisticata logistica necessaria per raggiungere un costo competitivo della produzione di acciaio basata sull'idrogeno. La disponibilità di elettricità verde è cruciale nel percorso di decarbonizzazione, sia per ridurre le emissioni di CO₂ (*Scope 2*) mediante utilizzo diretto, sia (*Scope 1*) per produrre combustibili verdi come idrogeno e ammoniaca, in sostituzione delle fonti fossili. Queste considerazioni richiedono un significativo sostegno pubblico per garantire che le tecnologie disponibili siano implementate superando le seguenti barriere:

Rischio di investimento: la transizione dalla fase pilota all'implementazione su scala industriale richiede un lungo ciclo di investimento, un'elevata intensità di capitale e un mercato globale competitivo;

Infrastrutture esterne: disponibilità di elettricità e idrogeno a zero emissioni di carbonio a basso costo, disponibilità di depositi geologici per lo stoccaggio della CO₂;

Protezione del mercato: assegnazioni di CO₂ esenti da ETS per evitare la delocalizzazione al di fuori dell'UE di industrie ad alta intensità energetica, equo meccanismo di adeguamento del carbonio alla frontiera (CBAM) per evitare la sostituzione della produzione dell'UE con merci importate, aiuti all'esportazione per consentire all'industria dell'UE di continuare a competere a livello internazionale.

3.3 Percorso autorizzativo

L'iter autorizzativo ha riguardato il rispetto delle seguenti normative applicabili: Direttiva Seveso (d.lgs. 105/15), Attività sotto controllo dei Vigili del Fuoco (d.p.r. 151/2011) e Normativa Ambientale (d.lgs. 152/2006).

Direttiva Seveso: la capacità massima prevista di stoccaggio dell'idrogeno è quantificata in circa 10-15 ton, superiore alla soglia minima (5 ton) prevista dalla Direttiva Seveso, ma inferiore alla soglia massima (50 ton). Lo stoccaggio di ossigeno è ben al di sotto della soglia e pertanto non sarà incluso in questa analisi.

L'impianto di produzione e stoccaggio dell'idrogeno sarà classificato come soggetto alla direttiva Seveso come impianto di livello inferiore. Di conseguenza, dovrà essere seguito il seguente iter autorizzativo:

- comunicazione alle autorità competenti secondo gli adempimenti previsti dall'art. 13 e allegato 5;
- realizzazione di una politica di prevenzione degli incidenti rilevanti (articolo 14);

- predisposizione dell'apposito documento di analisi dei rischi (da non trasmettere);
- creazione e diffusione del sistema di gestione della sicurezza per la prevenzione dei grandi rischi (articolo 14 e allegato 3);
- fornire, all'autorità preposta, le informazioni necessarie alla predisposizione del Piano di Emergenza Esterno.

La denuncia dovrà essere presentata 180 giorni prima dell'inizio dei lavori di costruzione del nuovo impianto e sarà valutata dal VVF ai sensi dell'art 3 d.p.r. 151/11. *Attività sotto controllo dei Vigili del Fuoco*: è necessario aggiornare il Certificato di Prevenzione Incendi esistente per il sito di Dalmine. Oltre all'attività principale "51.3.C: Stabilimenti siderurgici e per la produzione di altri metalli; attività comportanti lavorazioni a caldo di metalli, oltre 25 addetti". Include le seguenti attività che dovranno essere incluse:

1.1.C: Stabilimenti ed impianti ove si producono e/o impiegano gas infiammabili e/o comburenti con quantità globali in ciclo superiori a 25 Nm³/h;

2.2.C: Impianti di compressione o di decompressione dei gas infiammabili e/o comburenti con potenzialità superiore a 50 Nm³/h, con esclusione dei sistemi di riduzione del gas naturale inseriti nelle reti di distribuzione con pressione di esercizio ≤ 0,5 Mpa;

4.2.C: Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi compressi per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,75 m³;

5.2.C: Depositi di gas comburenti compressi e/o liquefatti in serbatoi fissi e/o recipienti mobili per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 3 m³; (ossigeno già utilizzato in acciaieria);

6.2.B: Reti di trasporto e di distribuzione di gas infiammabili, compresi quelli di origine petrolifera o chimica, con esclusione delle reti di distribuzione e dei relativi impianti con pressione di esercizio non superiore a 0,5 Mpa;

48.1.B: Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 m³ (TBD, in base al tipo e alla dimensione del trasformatore elettrico).

Normativa Ambientale d.lgs. 152/2006 e s.m.i.: l'iter autorizzativo prevede la presentazione del progetto alla VIA (gli enti hanno 90 giorni di tempo per fornire le proprie conclusioni). Non essendo previsti impatti ambientali negativi significativi, il progetto non sarà tenuto a presentare il rapporto di VIA e potrà richiedere l'inclusione dell'impianto di produzione di idrogeno nell'autorizzazione ambientale esistente del sito di Dalmine:

- La produzione di idrogeno è inclusa nell'elenco delle attività specificate nell'allegato I della direttiva: attività 4.2. Produzione di sostanze chimiche inorganiche;
- Dovrà essere presentata una domanda per l'aggiunta di una nuova attività IPPC al permesso IPPC esistente;

- Il rilascio dell'autorizzazione ambientale revisionata dovrebbe avvenire entro 150 giorni dalla presentazione della domanda.

Domanda di concessione edilizia (ai sensi del D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 e successive modifiche ed integrazioni): composta, tra più documenti, da:

- Date di costruzione;
- Documenti tecnici di progetto;
- Studio di fattibilità geologica e geotecnica;
- Impatto ambientale;
- Valutazione dell'impatto acustico (AUA);
- Relazione di valutazione paesaggistica.

In aggiunta a quanto sopra, si precisa che l'H₂ non rientra tra i combustibili consentiti di cui all'allegato X alla parte quinta del d.lgs. 152/2006. Ciò premesso l'Autorità Ambientale Locale incaricata di rilasciare l'autorizzazione aggiornata può rifiutarsi di farlo in quanto l'utilizzo di H₂ come combustibile non è previsto dalla normativa vigente e pertanto è vietato. Infine, nella suddetta analisi dell'iter autorizzativo, non si è tenuto conto dello schema di decreto del Ministero dell'Interno che fisserà le norme di prevenzione incendi da seguire per la produzione, lo stoccaggio e l'utilizzo di H₂. Tale decreto, ancora da emanare, contiene una serie di prescrizioni relative alle distanze minime di sicurezza e ai requisiti per l'installazione di pareti in calcestruzzo che renderanno il passaggio all'H₂ ancora più difficoltoso di quanto già previsto.

4. Riepilogo e conclusioni

Sono in atto, in tutto il mondo, azioni per limitare le emissioni di anidride carbonica derivante soprattutto dalla combustione fossile, con lo scopo principale di bloccare l'aumento della temperatura globale. Ciò deve essere fatto in maniera attenta e consapevole del fatto, che il mondo andrà comunque verso un futuro con un consumo sempre maggiore di energia per rispondere ai fabbisogni delle società più tecnologicamente evolute e di quelle che aspirano ad esserlo. Sarà pertanto indispensabile introdurre nuovi cicli energetici a zero emissioni di CO₂ e, allo stesso tempo, con capacità produttive sempre maggiori. Il ciclo dell'idrogeno e il suo utilizzo massivo potrà essere una delle strade più promettenti se ci si impegnerà a diffondere le conoscenze in questo ambito e gli Stati e le aziende investiranno tralasciando in un primo momento come unico obiettivo esclusivamente il profitto.

Bibliografia

- [1] Rivoluzione idrogeno. La piccola molecola che può salvare il mondo di Marco Alverà, Mondadori editore, anno 2020;
- [2] The Planetary boundaries - Johan Rockström, 2009.
- [3] White papers for a green transition: Carbon capture, utilisation, and storage Picking the high-hanging fruits of CO₂ mitigation.
- [4] Electrolysers – Analysis – IEA report;

- [5] Journal: Chemistry Letters, Title of original article: Low-temperature conversion of carbon dioxide into methane in an electric field - Authors: Kensei Yamada, Shuhei Ogo, Ryota Yamano, Takuma Higo, and Yasushi Sekine DOI: 10.1246/cl.190930
- [6] RecHycle: l'utilizzo dell'idrogeno verde per la neutralità climatica dell'industria siderurgica; Ciarapica, Antomarioni e Leonardo Postacchini;
- [7] Webinar a cura del CNI - Tecniche di produzione e metodi di impiego di idrogeno rinnovabile del 20/07/2023. Relatori: Claudia Bassano ENEA Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili.

La gestione del rischio nello stoccaggio energetico mediante batterie agli ioni di litio: i rischi emergenti connessi con gli impianti BESS

L. Fiorentini¹, F. Dattilo², F. Vazzana³

¹ TECSA S.r.l.

² Università di Padova

³ ISPRA

Abstract

Partendo dai criteri di valutazione e gestione tipicamente utilizzati per le analisi quantitative di rischio, estesamente impiegati, in primis per il cosiddetto “rischio industriale”, in una serie di settori indipendentemente dall’assoggettività normativa specifica, ed impiegando le tecniche di analisi preliminare dei pericoli maggiormente utilizzate, è stato possibile fornire una panoramica sui potenziali rischi industriali per la sicurezza e per l’ambiente associabili alle unità BESS ivi inclusi gli effetti indiretti e gli effetti domino. In particolare, si è approfondito il pericolo connesso non solo con l’incendio o l’esplosione ma anche quello derivante dallo sviluppo di dispersioni di vapori in atmosfera (tossici ed infiammabili) oltre che di contaminazione delle acque utilizzate nell’ambito del soccorso tecnico e del controllo dell’incendio mediante presidi fissi posti a protezione delle unità oggetto di incidente e di quelle limitrofe.

Keywords: sistemi di gestione della sicurezza, pericolo di incidente rilevante, analisi dei rischi.

1. Introduzione

Con Battery Energy Storage System (BESS) si intende un dispositivo elettrochimico che può convertire l’energia elettrica in energia chimica o viceversa, a seconda della sua modalità operativa: carica o scarica. La pur recente e breve esperienza operativa di BESS agli ioni di litio evidenzia già una nutrita serie di incidenti anche particolarmente significativi in termini di effetti (tipicamente gli incendi e le esplosioni determinati da run-away termico) che ripropongono con severità la necessità di analisi strutturate di questi rischi emergenti. Si impone quindi, per i gestori di queste sempre più numerose installazioni, la valutazione di tutti i pericoli data la presenza, reale o prevista, di sostanze pericolose che è ragionevole prevedere che possano essere generate, in caso di perdita del controllo dei processi. Infatti, oltre i precitati effetti, non è assolutamente possibile escludere durante la fase di incidente vero e proprio anche lo svilupparsi di dispersioni tossiche ed infiammabili e durante la fase di gestione della risposta la necessità di

gestione delle acque derivanti dalle azioni di contrasto all'incendio ed all'incremento incontrollato di temperatura. Tutti questi effetti sono già stati registrati, nel mondo, nella esperienza operativa di questa tipologia di impianti oltre che, più in generale, in installazioni ed anche prodotti, contenenti batterie.

1.2 Contesto normativo

Lo stoccaggio di merci pericolose è sottoposto, in relazione alle quantità e alle tipologie di merce, alle norme giuridiche di tutela ambientale (TU Ambiente), di tutela dei lavoratori addetti (D.Lgs. 81/08 e smi), di prevenzione del rischio incendio (Attività soggette) e di prevenzione dei rischi di incidente rilevante (Direttiva "Seveso III", in vigore in Italia attraverso il D.Lgs. 105/2015). In tutti questi casi, la prevenzione dei rischi è affidata alla individuazione sistematica dei pericoli e alla loro gestione, tra cui le misure necessarie per la prevenzione delle incompatibilità chimico-fisiche con sostanze, miscele o articoli, che possono portare ad aggravamenti del rischio. Oltre a quanto sopra è possibile affermare che installazioni BESS costituiscono il più delle volte anche il nucleo centrale di impianti che, per altri asset necessariamente presenti (es. i trasformatori), sono soggetti alla disciplina della normativa in materia di prevenzione incendi (D.P.R. 151/2011). In taluni ulteriori casi ancora i BESS potrebbero essere installati a servizio o all'interno del perimetro di Stabilimenti nuovi ed esistenti essi stessi soggetti a normative specifiche (ad. esempio siti soggetti all'applicazione della Direttiva "Seveso"). Indipendentemente in ogni caso dal contesto normativo di assoggettabilità degli impianti, eventualmente costituito da un combinato dei precitati corpi normativi, è fondamentale osservare che la sicurezza deve essere garantita in tutte le fasi costituenti il ciclo di vita dell'installazione, dalla progettazione fino all'esercizio. Tale traguardo può essere raggiunto e dimostrato unicamente mediante l'adozione di un sistema di gestione della sicurezza nella fase di esercizio.

2. La valutazione del rischio di incendio ed esplosione e le strategie di mitigazione

Dall'esperienza operativa ed incidentale recente appare evidente che le problematiche maggiormente severe sono riconducibili all'instaurarsi di reazioni esotermiche improvvise. Per evitare che le batterie agli ioni di litio vadano incontro a un runaway termico e per mitigarne le conseguenze, in genere vengono attuate diverse misure. Queste strategie mirano a evitare l'innescò della deriva termica, a gestire i sottoprodotti e gli impatti ad essa associati e a fornire un raffreddamento per rallentare la diffusione degli effetti ad altre celle all'interno di un modulo o di un rack. A queste strategie si aggiungono quelle volte ad evitare il coinvolgimento di altri BESS o asset industriali eventualmente nell'intorno del primo BESS coinvolto nell'incidente, al fine di scongiurare medesimi effetti ovvero effetti domino ed effetti secondari sulle installazioni nell'intorno. La sfida per la salvaguardia di un BESS agli ioni di litio risiede nel fatto che presenta un rischio concomitante di incendio ed

esplosione. La maggior parte dei metodi di soppressione degli incendi, come i sistemi sprinkler o gli impianti di protezione attiva del tipo "a diluvio", sono progettati presupponendo il verificarsi di un'accensione. Tuttavia, se l'ESS non si incendia, il rilascio di gas durante il thermal runaway può comunque rappresentare un rischio di esplosione o di flash-fire. Di conseguenza, le strategie di mitigazione convenzionali possono incontrare difficoltà quando si tratta di proteggere le batterie agli ioni di litio ESS, data la continua evoluzione della tecnologia e dei progetti, i rischi unici associati al thermal runaway, gli eventi prolungati, gli obiettivi di protezione non ben definiti e le limitate tecniche di mitigazione comprovate e già sperimentate su sistemi di accumulo di tale tipologia e taglia.

La metodologia "Bow-Tie" è un approccio alla gestione del rischio comunemente utilizzato in vari settori, tra cui quello della sicurezza e della gestione dei rischi industriali. Fornisce una rappresentazione visiva, anche intuitiva, della relazione tra i pericoli, le loro cause, le conseguenze e le misure preventive e di mitigazione in atto.

Il diagramma "Bow-Tie" prende il nome dalla sua forma, che ricorda un papillon nella sua forma espansa. Il diagramma composto da tre elementi principali: il lato sinistro rappresenta le cause o le minacce che possono portare a un evento pericoloso, il nodo al centro rappresenta l'evento stesso e il lato destro rappresenta le conseguenze che possono derivare dall'evento. Il diagramma comprende anche due ali, una per ogni lato del nodo, che rappresentano le misure preventive a sinistra e le misure mitigative a destra. Sul lato sinistro del bow-tie sono raffigurate le misure preventive. Queste misure hanno lo scopo di ridurre la probabilità che l'evento pericoloso si verifichi. Possono includere protocolli di sicurezza, controlli ingegneristici, programmi di formazione o procedure di manutenzione volti a prevenire o ridurre al minimo le cause o le minacce.

Sul lato destro del "Bow-Tie" sono indicate le misure di mitigazione, incluse quelle volte ad evitare potenziali effetti secondari e domino. Queste misure vengono attuate per ridurre al minimo le conseguenze dell'evento pericoloso nel caso in cui si verifichi. La metodologia "Bow-Tie" è uno strumento di analisi prezioso per visualizzare e analizzare i rischi, comprendere le relazioni tra cause, eventi e conseguenze e identificare l'efficacia delle misure preventive e mitigative esistenti. Esso può essere impiegato per una analisi puramente qualitativa sia per una analisi ed una valutazione dei rischi di tipo quantitativo (eventualmente mediante la combinazione con altre metodologie, tra cui la metodologia semi-quantitativa LOPA – Layers Of Protection Analysis, che opera mediante l'associazione di coefficienti numerici alla probabilità di fallimento su domanda dei livelli di protezione indipendenti, ovvero alle barriere preventive e mitigative di un diagramma "Bow-Tie"). In questo ultimo modo il diagramma "Bow-Tie", opportunamente quantificato, può fornire sia una analisi preliminare dei pericoli e dei rischi sia una individuazione dei livelli di rischio associati a differenti configurazioni ("risk ranking") rispetto a criteri di accettabilità predefiniti. La metodologia "Bow-Tie" pertanto consente alle

organizzazioni di sviluppare strategie complete di gestione del rischio e a migliorare la comprensione dei pericoli e dei loro potenziali impatti, indipendentemente dal dominio applicativo.

2.1 L'applicazione del metodo "Bow-Tie" alla valutazione del rischio di incendio ed esplosione dei BESS

Al fine di condurre una attività di individuazione dei rischi e dei principali elementi critici ai fini della sicurezza di una tipica installazione costituita da una serie di BESS si è proceduto all'applicazione della tecnica "Bow-Tie" ed alla definizione di diagrammi "tipici". Tale approccio risulta coerente con quanto già sviluppato, sempre per i sistemi BESS, e disponibile nella letteratura scientifica di riferimento che mostra alcune applicazioni del metodo Bow-Tie alla sicurezza antincendio dei sistemi di accumulo dell'energia tramite batterie, in applicazioni industriali.

I Bow-Tie "tipo" identificati e sviluppati sono i seguenti:

- BT-001 - Battery Energy Storage System (BESS) agli ioni di Litio - Fase operativa
- BT-002 - Battery Energy Storage System (BESS) agli ioni di Litio - Fase di "precommissioning e test".

Tale distinzione si rende necessaria al fine di tenere conto della diversa configurazione delle installazioni nelle fasi di "operation" e "precommissioning", con particolare riferimento all'assenza del dry pipe (Sistema di protezione attiva antincendio per il diluvio ad azione manuale sul singolo BESS sorgente di incidente) nella fase di "precommissioning", ipotizzata come unica differenza tra le due configurazioni.

Osservando la Figura 1, possiamo notare che sul lato sinistro le barriere sono interposte tra gli eventi iniziali e l'evento superiore, mentre sul lato destro sono interposte tra l'evento superiore e gli scenari.

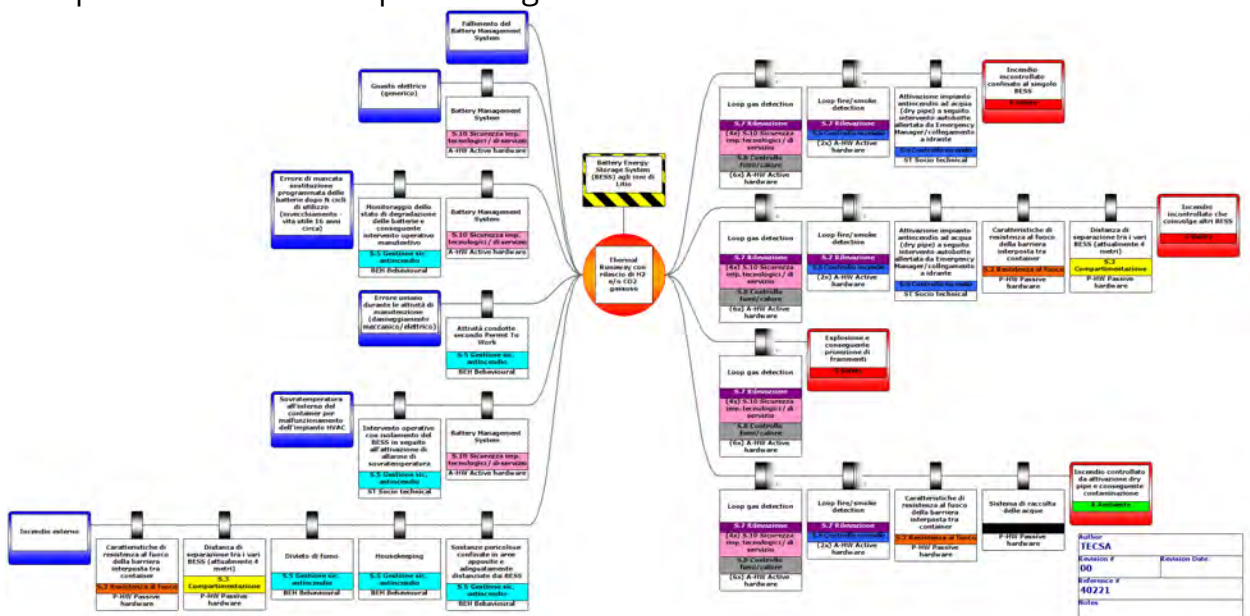


Figura 1. Tipico diagramma "Bow-Tie" per i BESS in fase di operation

La seguente tabella elenca i pericoli ed i top event analizzati associati ai pericoli.

ID Bow-Tie	Pericolo	Top Event
BT-001	Battery Energy Storage System (BESS) agli ioni di Litio - Operations	Thermal Runaway con rilascio di H2 e/o CO2 gassoso
BT-002	Battery Energy Storage System (BESS) agli ioni di Litio - Precommissioning	Thermal Runaway con rilascio di H2 e/o CO2 gassoso

Tabella 1. Pericoli e top event nei diagrammi "Bow-Tie"

Per il BT-001 sono state analizzate le seguenti conseguenze afferenti gli aspetti di sicurezza ed eventuali impatti su matrici ambientali:

1. Incendio incontrollato confinato al singolo BESS - Sicurezza
2. Incendio incontrollato che coinvolge altri BESS - Sicurezza
3. Esplosione e conseguente proiezione di frammenti - Sicurezza
4. Incendio controllato da attivazione dry pipe e conseguente contaminazione - Ambiente

In particolare, lo scenario ambientale di cui alla voce n. 4 si riferisce all'ipotesi di un container BESS che, benché su fondazione cementizia, è circondato da terreno permeabile. L'impatto ambientale ipotizzato si riferisce alla contaminazione delle matrici "suolo" e "falda" da acqua di spegnimento contaminata con prodotti di combustione delle celle e comunque del container in fiamme. La determinazione qualitativa e quantitativa dell'entità della contaminazione (sia in termini di specie chimiche generate a seguito dell'evento che in termini di concentrazione di contaminanti dispersi nelle matrici ambientali) non è oggetto delle analisi e degli approfondimenti argomentati nel presente documento, che si concentra sugli aspetti critici per la sicurezza.

In accordo agli obiettivi di sicurezza stabiliti dal DM 18/10/2019 (cd. "Edizione aggiornata del Codice di Prevenzione Incendi di cui al DM 3/8/2015"), la gestione dei requisiti inerenti le strategie antincendio implementate presso le installazioni BESS richiederà l'istituzione di uno specifico Sistema di Gestione della Sicurezza Antincendio (SGSA) in esercizio ed in emergenza, la cui attuazione sarà responsabilità del gestore della installazione. Vale la pena evidenziare che, indipendentemente dall'assoggettabilità specifica dei BESS alla normativa di prevenzione incendi di cui si è detto in un precedente capitolo, la correlazione delle barriere di protezione del diagramma "Bow-Tie" alle strategie antincendio previste nel codice di prevenzione incendi consente di delineare l'equilibrio delle misure di riduzione del rischio per ciascuno scenario incidentale descritto secondo le coppie "cause-conseguenze" con un approccio olistico, cos' come auspicabile per tutti i sistemi socio-tecnici caratterizzati da un certo livello di complessità.

In tabella 2 è anche data evidenza della correlazione tra barriere e la corrispondente strategia antincendio così come definita dal codice di prevenzione incendi.

ID Barriera	Barriera	Strategia antincendio
1	Battery Management System	S-10
2	Battery Management System (il BMS disalimenta le batterie interessate per aumento della temperatura sopra la soglia dovuto al malfunzionamento del chiller)	S-10
3	Attività condotte secondo Permit To Work	S-5
4	Intervento operativo con isolamento del BESS in seguito all'attivazione di allarme di sovratemperatura	S-5
5	Caratteristiche di resistenza al fuoco della barriera interposta tra container	S-2
6	Distanza minima di separazione tra i vari BESS (attualmente 4 metri)	S-3
7	Divieto di fumo	S-5
8	Housekeeping	S-5
9	Sostanze pericolose confinate in aree apposite e adeguatamente distanziate dai BESS	S-4
10	Gas detection alarm activation	S-7
11	High cell temperature trip (cell level)	S-10
12	Thermal runaway trip (cell level)	S-10
13	Rack switch fail-to-trip (rack level)	S-10
14	Inverter/charger fail-to-trip (supervisor level)	S-10
15	Extraction fan activation	S-8
16	Fire detection alarm activation	S-7
17/A	Attivazione automatica impianto antincendio ad aerosol a seguito di rivelazione incendio e contestuale stop del sistema HVAC e extraction fan	S-6
17/B	Attivazione automatica impianto antincendio ad aerosol a seguito di rivelazione incendio	S-6
18	Attivazione impianto antincendio ad acqua (dry pipe) a seguito intervento autobotte allertata da Emergency Manager/collegamento a idrante	S-6
19	Sistema di raccolta delle acque	n.a.
20	Fusibile	S-10
21	Utilizzo di celle testate secondo UL 9540A riduce la propagazione del thermal runaway	S-10
22	Cavi non propaganti fiamma ed autoestinguenti	S-10
23	Distanza di sicurezza interna in accordo al DM 15/07/2014	S-3
24	Protezioni elettriche che in centesimi di secondo isolano l'apparecchiatura	S-10

Tabella 2. Barriere (layers di protezione) nei diagrammi Bow-Tie

Prendendo come esempio lo Scenario n.1, "Incendio incontrollato confinato in un singolo contenitore BESS", viene mitigato da quattro barriere:

- Utilizzo di celle certificate UL9540A che riducono la propagazione del runaway termico (Strategia S.10 del Codice di Prevenzione Incendi relativa ai vari dispositivi di attivazione per la sicurezza del processo);
- Circuito di rilevamento dei gas che attiva l'isolamento o lo spegnimento della batteria o dei sistemi elettrici (che coinvolge le Strategie S.7 (Strategia S.7 relativa ai sistemi di rivelazione, S.8 relativa al sistema di controllo dei fumi e S.10);
- Circuito di rivelazione di incendio/fumo che attiva i sistemi automatici di soppressione degli incendi e fa scattare l'intervento di emergenza (Strategie S.6 relativa ai sistemi di protezione antincendio attiva e S.7);
- Attivazione manuale del sistema di spegnimento ad acqua (dry pipe) a seguito dell'intervento di un'autobotte allertata dal Gestore dell'Emergenza / collegamento all'idrante (Strategia S.6).

È importante notare che l'analisi LOPA, effettuata per ciascuno scenario incidentale, è volta a definire il minimo grado di riduzione del rischio (RRF- risk reducing factor) associato a ciascuna barriera considerata congiuntamente con le ulteriori misure poste a mitigazione dello specifico scenario. Ciò equivale, per le funzioni strumentate di sicurezza, nell'ambito del soddisfacimento dei requisiti di cui agli standard in materia di sicurezza funzionale (IEC 61508 ed IEC 61511), alla definizione del loro "safety integrity level" (SIL).

3. Siti "Seveso" e gestione dei BESS

La recente esperienza operativa dei BESS a ioni di litio evidenzia una serie di incidenti particolarmente significativi anche in termini di effetti (tipicamente incendi ed esplosioni da run-away termico) che ripropongono con forza la necessità di analisi strutturate di questi rischi emergenti.

È quindi necessario, per gli operatori di questi impianti sempre più numerosi, valutare tutti i pericoli dati dalla presenza, reale o prevista (ivi incluse le condizioni di emergenza), di sostanze pericolose che è ragionevole prevedere possano essere generate, in caso di perdita di controllo dei processi (per incendio o per deriva termica).

Infatti, oltre agli effetti sopra citati, non è assolutamente possibile escludere nella fase di incidente vero e proprio anche lo sviluppo di dispersioni tossiche e infiammabili e nella fase di pianificazione e risposta all'emergenza la necessità di gestire le necessità di una protezione adeguata sia per gli operatori della squadra interna, sia del CNVVF, compresa la raccolta e smaltimento delle acque derivanti dalle azioni di spegnimento ai fini della tutela ambientale.

Quando una batteria agli ioni di litio si guasta e prende fuoco, l'elettrolita diventa il combustibile principale. In questa reazione di combustione, i sottoprodotti che si

generano sono tipicamente infiammabili. Inoltre, viene liberato il fluoro che proviene dal sale di litio che si scioglie nell'elettrolita. Quando l'idrogeno reagisce con il fluoro, si può formare acido fluoridrico (HF). La produzione di gas HF è direttamente proporzionale all'energia elettrica immagazzinata nella cella o nella batteria.

Sulla base di alcuni test sperimentali, risultati interessanti sono stati ottenuti e convalidati utilizzando due tecniche di misurazione indipendenti e mostrano che possono essere generate significative quantità di acido fluoridrico (HF), comprese tra 20 e 200 mg/Wh di capacità energetica nominale della batteria. Inoltre, in alcuni test di incendio sono stati misurati 15-22 mg/Wh di un altro gas potenzialmente tossico, il trifluoruro di fosforile (POF₃). Sono state analizzate anche le emissioni di gas quando si utilizza l'acqua nebulizzata come agente estinguente. L'emissione di gas fluoruro può rappresentare una seria minaccia tossica e i risultati sono fondamentali per la valutazione e la gestione del rischio, soprattutto per i grandi parchi di batterie agli ioni di litio.

Il BESS Failure Event Database fornisce un esempio in cui l'esposizione all'HF ha provocato diverse ospedalizzazioni dei primi soccorritori.

In tabella 3 sono riportati alcuni esempi, con l'esclusione della Corea del Sud (che ha registrato 29 eventi nel periodo 2018-2022)

Location	Capacity (MWh-MW)	Application	installation	Event date	System age (y)	status
US, CA Moss Landing	1,200-300	Solar Integr. (SI)	Power Plant	09-4-2021	0.8	
Australia, Moorabool	450-300	Grid Stability (GS)	Rural	07-30-2021	0	Construction/ commissioning
Germany Neuhardenberg	5-5	SI/ frequency reg. (FR)	Indoor/ hangar	07-18-2021	5	
China, Beijing	25- ?	SI+ other services	Mall	04-16-2021		Construction/ commissioning
France Perles-de-Castelet, Arège	0.5-0.5	Local demand mgt	substation	12-1-2020	0	testing
UK, Liverpool	10-20	FR	substation	09-15-2020	1.5	
US AZ, Surprise	2-2	Volt Reg, PQ, SI		04-19-2019	2	
SK, N. Geyongsang, Chilgok	3.7-?	SI	Mountains	05-04-2019	2.2	Charged, inactive
Australia, Brisbane		SI	Indoor, elevated floor	03-17-2020	6.7	
Belgium, Drogenbos	6(1;5)-4(1)	Test Center	Gas power plant	11-11-2017	0	

Tabella 3. Esperienza storica di alcuni eventi incidentali sui BESS (fonte BESS Failure Event Database).

4. Conclusioni

Questo documento ha voluto fornire una panoramica dei rischi di incendio ed esplosione dei BESS, che possono essere affrontati con le tecniche proprie di gestione del rischio industriale e con i metodi della prevenzione incendi. Tali metodi possono risultare utili sia per individuare i pericoli, i rischi associati ai top-event e le

conseguenze attese rispetto le matrici vulnerabili di interesse (sicurezza, ambiente, business continuity) sia per recepire le risultanze dell'analisi della esperienza operativa a fronte degli incidenti che man mano si registrano per questa tecnologia industriale emergenza. In un periodo di maggiore sviluppo e diffusione delle installazioni BESS, infatti, come dimostra l'esperienza storica contenuta nel BESS Failure Event Database si può affermare che, sebbene questa tecnologia sia relativamente giovane, può già contare numerosi eventi incidentali. Inoltre, molti di questi incidenti hanno avuto conseguenze significative sotto forma di incendi, esplosioni e ricoveri ospedalieri a carico delle prime squadre di intervento.

È stata fornita una panoramica della tecnologia, abbinata a un'introduzione all'analisi dei rischi. L'analisi dei rischi, unita alla valutazione delle misure di mitigazione, è un requisito fondamentale nella fase di progettazione ed esercizio dei BESS. Sono state fornite indicazioni su come soddisfare questi requisiti, in accordo con la normativa italiana e su quali pericoli prestare attenzione. È emerso che il rischio più grave da prevenire o mitigare è il runaway termico con conseguenze di incendio o esplosione. Per quanto riguarda gli stabilimenti soggetti alla direttiva Seveso, senza entrare nel merito dell'eventuale assoggettabilità derivante dalla presenza di sostanze pericolose in una determinata quantità, anche in caso di eventi incidentali considerata anche la difficoltà di determinare in maniera esatta la quantificazione delle emissioni di acido fluoridrico e di altri gas tossici durante l'incendio, che comunque è bene non sottostimare, durante la fase di analisi dei rischi e di predisposizione dei Piani di Emergenza Interna le conseguenze di surriscaldamenti, che possono portare anche reazioni esotermiche incontrollate, con rilascio di fumi tossici e presenza di apprezzabili quantità di sostanze pericolose, tra cui anche l'acido fluoridrico, non limitandosi quindi ai primi, pur molto severi, effetti dell'eventuale esplosione risultante.

In assenza di informazioni affidabili, risulta pertanto fondamentale la predisposizione di apprestamenti prevenzione e mitigazione adeguati, come la dotazione di DPI per fronteggiare le situazioni di emergenza (per la squadra di intervento e di conseguenza per gli operatori del CNVVF) commisurati ai pericoli individuati, siano essi incendi, esplosioni o rilasci di sostanze tossiche.

Bibliografia

- [1] L. Fiorentini (2021) *Bow-Tie Industrial Risk Management Across Sectors: A Barrier-Based Approach*, Wiley, New York
- [2] L. Fiorentini, F. Dattilo (2023) *Fire Risk Management: Principles and Strategies for Buildings and Industrial Assets*, Wiley, New York
- [3] L. Fiorentini, L. Marmo (2018) 'Sound Barriers Management in Process Safety: Bow-tie Approach According to the First Official AIChE-CCPS Guidelines', *CET Chemical Engineering Transactions*, AIDIC, Milano

- [3] L. Fiorentini, F. Dattilo (2023) The application of the Italian Fire Code (IFC) to Battery Energy Storage Systems (BESS). SFPE Europe Magazine,
- [4] J. Conzen, S. Lakshmipathy, A. Kapahi, S. Kraft, M. DiDomizio (2023) '*Lithium-ion battery energy storage systems (BESS) hazards*', Journal of Loss Prevention in the Process Industries n. 81/2023, Elsevier, Amsterdam
- [5] BESS Failure Event Database,
https://storagewiki.epri.com/index.php/BESS_Failure_Event_Database
- [6] F. Larsson, P. Andersson, P. Blomqvist, B. E. Mellander (2017) Toxic fluoride gas emissions from lithium-ion battery fires. Scientific Reports
- [7] Lombardo, G., Foreman, M.R.S.J., Ebin, B. et al. (2023) '*Determination of Hydrofluoric Acid Formation During Fire Accidents of Lithium-Ion Batteries with a Direct Cooling System Based on the Refrigeration Liquids*', Fire Technology 59, 2375–2388
- [8] Fredrik Larsson, Petra Andersson, Per Blomqvist et al. (2017) '*Toxic fluoride gas emissions from lithium-ion battery fires*', Scientific Reports, Nature.com

Stima della probabilità di guasto su richiesta (PFD) con le relazioni semplificate dell'IEC 61508

D. Sallustio, F. P. Nigri

Inail – Uot di Bari

Abstract

La valutazione del rischio è uno degli aspetti più importanti della gestione della sicurezza in ambito industriale. Tale valutazione non è sempre di facile applicazione a causa della necessità di utilizzo di metodologie alquanto complesse.

In passato, si è spesso pensato che il malfunzionamento dei sistemi di sicurezza fosse causato soprattutto da errori umani piuttosto che da errori di progettazione o penuria di manutenzione dei componenti di sicurezza.

Oggi, si ritiene che non sia più sufficiente adottare procedure standardizzate atte a ridurre gli errori umani, ma che sia anche necessario utilizzare componentistica “idonea” allo scopo.

L'IEC 61508 offre un diverso punto di vista: per conseguire un livello di sicurezza accettabile, non solo occorre corredare i sistemi di sicurezza di componenti “idonei”, ma occorre anche dotare tali sistemi di componenti “affidabili”, e cioè in grado di garantire l'effettuazione della funzione di sicurezza quando ciò è richiesto dal processo.

Poiché la valutazione del livello di affidabilità di un sistema di sicurezza non può prescindere dalla stima della sua probabilità di guasto su richiesta (PFD), il calcolo della PFD rappresenta lo scopo principale dell'IEC 61508.

In quest'ambito si inserisce il lavoro proposto, che intende illustrare come si possa stimare la PFD facendo uso delle relazioni semplificate che derivano dall'applicazione delle c.d. “Markov chains”.

Keywords: reliability, probability of failure on demand, functional safety, safety instrumented systems

1. Introduzione

Per rendere accessibile il contenuto del lavoro proposto, si è ritenuto opportuno procedere per step successivi, a ciascuno dei quali corrisponde un paragrafo.

Il primo paragrafo introduce il concetto di “Mean Down Time (MDT)”, tempo medio di permanenza in avaria di un sistema di sicurezza. Questo paragrafo fa riferimento al “white paper” di Mirek Generowicz, citato in bibliografia^[2].

Il paragrafo successivo è interamente dedicato al calcolo del valore medio della probabilità di guasto su richiesta, (PFD_{AVG}). Lo sviluppo di questo paragrafo ripercorre

in modo rigoroso il contenuto dell'articolo proposto nel 2007 da J. Börcsök e P. Holub^[3].

Poiché, però, l'obiettivo principale del lavoro è quello di dimostrare come si possa risalire alla PFD_{AVG} facendo leva sulle relazioni semplificate proposte dall'IEC 61508, il terzo paragrafo ripercorre parte del libro di William M. Goble e Harry Cheddie, anch'esso citato in bibliografia^[4]. Questo libro è particolarmente interessante se si pensa che William Goble è uno degli estensori dell'IEC 61508^[1], standard internazionale alla base della sicurezza funzionale.

2. Mean Down Time

Il calcolo della PFD si basa sul concetto di "Mean Down Time (MDT)", tempo medio di permanenza in avaria del sistema di sicurezza.

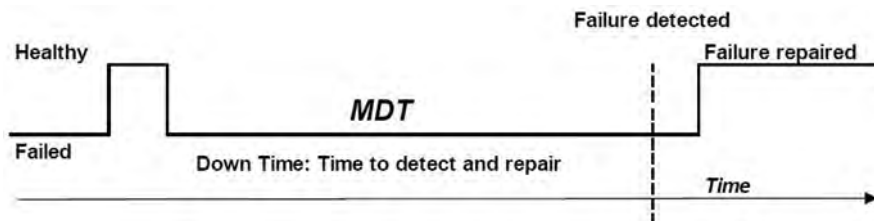


Figura 1. Mean Down Time (MDT)

Il "Mean Down Time" può essere riguardato come l'aliquota del "tempo totale di missione" durante la quale il SIS, a causa di un guasto, non è in grado di portare a compimento la funzione di sicurezza alla quale è deputato.

Il "Mean Down Time" raccoglie due contributi distinti:

- il primo corrisponde al tempo necessario per rilevare il guasto (time to detect);
- il secondo equivale al tempo richiesto per riparare il guasto (time to repair), che la norma assume uguale a un intero turno lavorativo di otto ore.

Il tempo medio di rilevamento del guasto è, in genere, più lungo del tempo medio di riparazione del guasto dal momento che i "guasti di tipo DU" possono rimanere latenti per mesi, fino all'effettuazione di un test funzionale in grado di portarli alla luce con prove sul campo.

In quest'ottica, il "Mean Down Time" dipende soprattutto dall'intervallo di tempo che intercorre tra due test funzionali consecutivi, che la norma denota con $T1$. Quanto più aumenta $T1$, tanto più aumenta la PFD nel tempo. L'incremento nel tempo della PFD può essere efficacemente rappresentato dalla curva di figura 2.

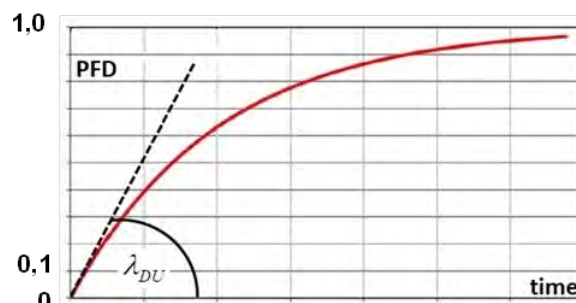


Figura 2. Andamento della PFD nel tempo

Come si vede, la PFD ha inizialmente valore nullo e tende asintoticamente al valore unitario.

Questo risultato dimostra inequivocabilmente la sua natura di “probabilità” che, per definizione, è un numero puro compreso fra zero e uno, laddove:

- il valore nullo esprime la probabilità di accadimento di un evento impossibile;
- il valore unitario esprime la probabilità di accadimento di un evento certo.

3. Calcolo della PFD_{AVG}

L’incremento nel tempo della PFD segue una legge esponenziale negativa. Non ha senso per l’IEC 61508 considerare valori della PFD superiori a 0,1 perché tale valore corrisponde al valore massimo della PFD.

Nell’intervallo $[0; 0,1]$ l’andamento della PFD è lineare con buona approssimazione. Il coefficiente angolare della retta si identifica con il tasso dei guasti di tipo DU, che si denota con il simbolo λ_{DU} .

Pertanto, in tale intervallo, si può considerare valida la seguente espressione della PFD(t):

$$PFD(t) = \lambda_{DU} \cdot t \quad (1)$$

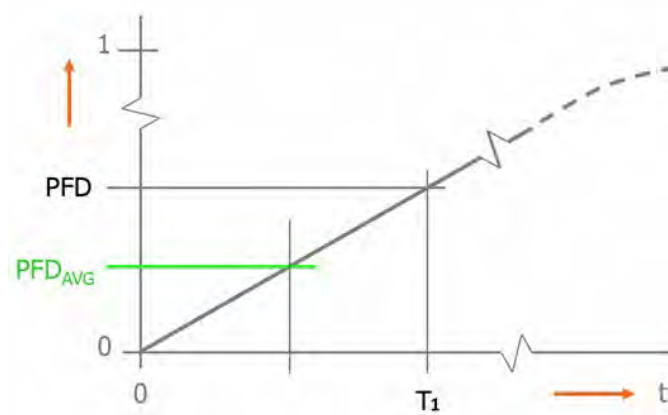
La relazione funzionale (1) prova che, in considerazione della loro natura subdola, i guasti pericolosi non rilevabili, che si verificano continuamente nel tempo con rateo costante λ_{DU} , sono gli unici guasti del sistema di sicurezza in grado di influenzare negativamente la PFD del sistema.

A questo punto, una domanda è d’obbligo: quale tipo di guasto può essere considerato di tipo DU? Cortocircuiti e disconnessioni sono di certo guasti pericolosi. Essi, però, non rientrano nel novero dei “guasti di tipo DU” poiché sono facilmente rilevabili dalla diagnostica interna di cui componenti di sicurezza sono corredati.

Un sensore che non rileva un aumento indesiderato di pressione è presumibilmente affetto da un “guasto di tipo DU”: esso apparentemente funziona ma non è in grado di riportare al trasduttore, ad esso abbinato, il picco di pressione che effettivamente si registra nel processo in quel dato istante.

Per semplificare il calcolo della PFD, l’IEC 61508 fa riferimento alla PFD_{AVG} , valore medio che la probabilità istantanea di guasto PFD(t) assume nell’intervallo di tempo di figura 3, i cui estremi corrispondono rispettivamente:

- al tempo iniziale di osservazione ($t = 0$);
- all’istante di tempo in cui ha inizio il primo test funzionale ($t = T1$).

Figura 3. PFD_{AVG}

$$PFD_{AVG} = \frac{1}{T1} \cdot \int_0^{T1} \lambda_{DU}(t) \cdot dt \quad (2)$$

Considerata la costanza nel tempo di λ_{DU} , si ottiene:

$$PFD_{AVG} = \frac{1}{T1} \cdot \int_0^{T1} \lambda_{DU} \cdot t \cdot dt \quad (3)$$

$$PFD_{AVG} = \frac{1}{T1} \cdot \lambda_{DU} \int_0^{T1} t \cdot dt \quad (4)$$

$$PFD_{AVG} = \frac{1}{T1} \cdot \lambda_{DU} \cdot \left[\frac{t^2}{2} \right]_0^{T1} \quad (5)$$

$$PFD_{AVG} = \frac{1}{T1} \cdot \lambda_{DU} \cdot \left(\frac{T1^2}{2} - 0 \right) \quad (6)$$

$$PFD_{AVG} = \frac{1}{T1} \cdot \frac{\lambda_{DU} \cdot T1^2}{2} \quad (7)$$

$$PFD_{AVG} = \frac{1}{2} \cdot \lambda_{DU} \cdot T1 \quad (8)$$

La relazione funzionale (8) prova che, mediamente, i “guasti di tipo DU” rimangono latenti per un periodo di tempo la cui ampiezza è pari alla metà dell’intervallo di tempo $T1$, che intercorre fra due test funzionali consecutivi.

Il risultato conseguito risulta più chiaro se si analizza attentamente quanto riportato in figura 4. Individuato il “guasto di tipo DU” nel corso del test funzionale, esso viene riparato entro il tempo medio di riparazione (Mean Time To Repair, MTTR).

Il Mean Time To Repair è misurato in ore ed è, quindi, molto più breve di $T1$, che è generalmente espresso in mesi. Tuttavia, il tempo medio di riparazione non può essere trascurato se l’obiettivo è la stima accurata del Mean Down Time.

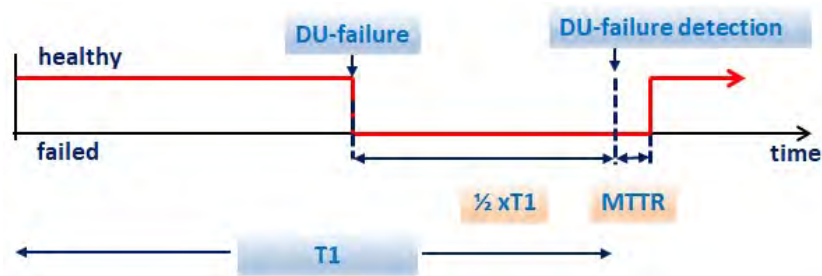


Figura 4. Mean Time To Repair (MTTR)

I “guasti di tipo DU” si verificano nel tempo con tasso di guasto $\lambda_{DU} = \text{costante}$. Via via che i “guasti di tipo DU” si accumulano, aumenta nel tempo la PFD_{AVG} .

Al termine di un test funzionale, la PFD_{AVG} è di nuovo uguale a zero per cui il SIS può essere considerato come nuovo.

Per la piena comprensione di questa affermazione si rimanda alla figura 5, che riporta l’andamento nel tempo della PFD_{AVG} , rappresentato da un grafico a “denti di sega”.

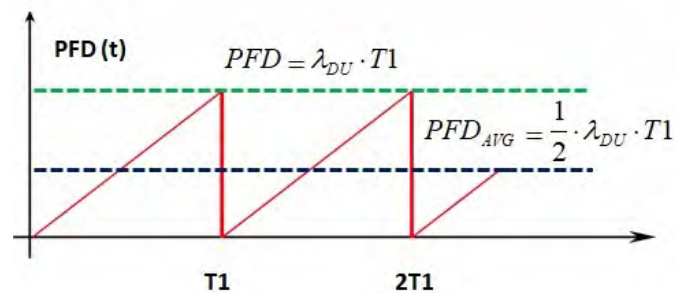


Figura 5. Andamento nel tempo della PFD_{AVG}

4. Calcolo della PFD_{AVG} di un sistema con architettura del tipo 1oo1

Un sistema di sicurezza caratterizzato da architettura del tipo 1oo1 (1 out of 1) ha un solo canale di trasmissione del segnale che collega:

- sensore/trasduttore;
- solutore logico;
- elemento finale (valvola azionata e relativo attuatore).

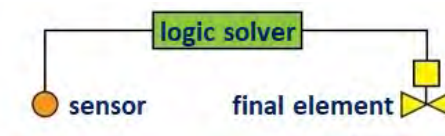


Figura 6. Sistema di sicurezza monocanale (architettura del tipo 1oo1)

Secondo l’IEC 61508, la PFD_{AVG} di un sistema monocanale è data dalla seguente relazione funzionale:

$$PFD_{AVG} = (\lambda_{DU} + \lambda_{DD}) \cdot t_{DE} \quad (9)$$

Nella relazione (9), i simboli hanno il seguente significato:

- λ_{DD} è il tasso dei “guasti di tipo DD”, e cioè “Dangerous Detected”, come cortocircuiti e disconnessioni, facilmente rilevabili attraverso i moderni strumenti di diagnostica interna dei componenti di sicurezza;
- t_{DE} è il “tempo di avaria medio equivalente” del sistema di sicurezza nel suo complesso.

L’IEC 61508 propone la seguente relazione funzionale per il calcolo di t_{DE} :

$$t_{DE} = \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} \times MTTR + \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \times \left(\frac{T1}{2} + MTTR \right) \quad (10)$$

Stante la (10), il tempo di avaria medio equivalente MDT del sistema di sicurezza, caratterizzato da un solo canale di trasmissione del segnale, può essere suddiviso in due componenti, che rappresentano rispettivamente:

- il tempo medio di permanenza in avaria MDT1, correlato ai “guasti di tipo DD”, che sono oggetto di immediata rilevazione da parte degli strumenti di diagnostica interna;
- il tempo medio di permanenza in avaria MDT2, associato ai “guasti di tipo DU”.

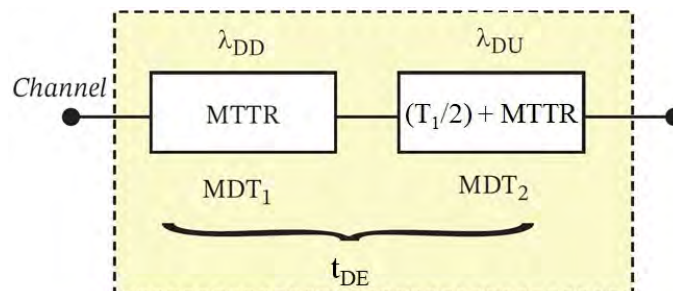


Figura 7. Tempo di avaria medio equivalente (t_{DE}) del sistema monocanale (1oo1)

A questo punto, è opportuno richiamare l’attenzione del lettore sul fatto che la Copertura Diagnostica (DC) è un numero puro, definito dal rapporto tra il tasso dei “guasti di tipo DD” e il tasso totale totale dei guasti pericolosi, che evidentemente comprendono sia i “guasti di tipo DD” che i “guasti di DU”:

$$DC = \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} \quad (11)$$

Dal momento che risulta:

$$\lambda_D = \lambda_{DD} + \lambda_{DU} \quad (12)$$

la relazione funzionale (9) può essere riproposta nei termini seguenti:

$$PFD_{AVG} = \lambda_D \cdot t_{DE} \quad (13)$$

5. Markov chains

Le catene di Markov sono modelli logici utilizzati per descrivere il comportamento di sistemi il cui stato cambia in modo casuale nel tempo. Le probabilità, che ha un sistema di passare in modo random da uno stato all’altro, sono chiamate probabilità

di transizione. La somma di tutte le probabilità di transizione, che afferiscono a un certo stato del sistema, è sempre uguale all'unità.

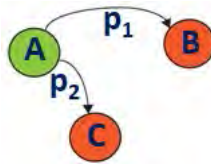


Figura 8. Markov chains

In figura 8:

- p_1 rappresenta la probabilità che ha il sistema di passare dallo stato iniziale A allo stato finale B;
- p_2 rappresenta la probabilità che ha il sistema di passare dallo stato iniziale A allo stato finale C, distinto dallo stato finale B.

Per quanto abbiamo appena affermato:

$$p_1 + p_2 = 1 \quad (14)$$

Facciamo un esempio con riferimento alle previsioni meteo che, per antonomasia, si prestano ad analisi che poggiano su basi probabilistiche.

Se ieri c'era sole, c'è una probabilità del 60% che oggi ci sia di nuovo sole e una probabilità residua del 40%, complementare alla prima, che oggi piova. Allo stesso modo, se ieri è piovuto, c'è una probabilità del 70% che oggi piova di nuovo e una probabilità residua del 30% che oggi ci sia sole.

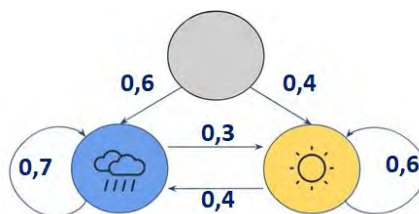


Figura 9. Applicazione delle catene di Markov alle previsioni meteo

Trasferiamo queste considerazioni al caso di un sistema di sicurezza. Lo stato del sistema cambia improvvisamente da "zero (healthy)" a "uno (failed)" a causa di un guasto pericoloso. L'istante in cui ciò accade non può essere stimato poiché il guasto pericoloso è di tipo casuale e, in quanto tale, può verificarsi in qualsiasi istante nell'intervallo che corrisponde al tempo di missione del sistema.

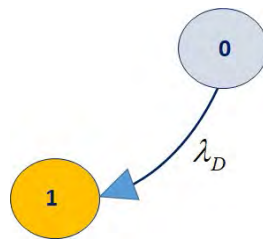


Figura 10. Effetto di un “guasto di tipo D” sullo “stato iniziale (zero)” del sistema

Se teniamo conto della relazione funzionale (12), di seguito richiamata per comodità,

$$\lambda_D = \lambda_{DD} + \lambda_{DU} \quad (12)$$

la figura 9 può essere rivista come segue:

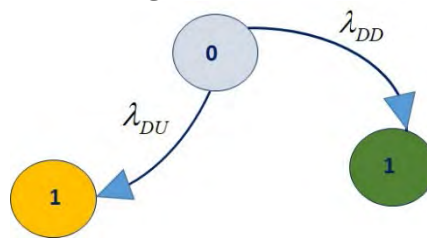


Figura 11

Teniamo conto del fatto che:

$$\lambda_{DD} = \lambda_D \cdot DC \quad (15)$$

$$\lambda_{DU} = \lambda_D \cdot (1 - DC) \quad (16)$$

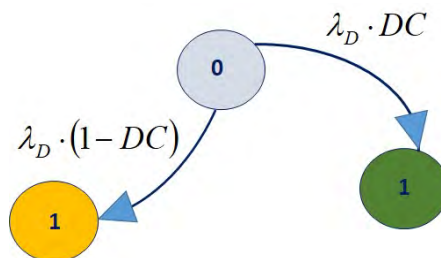


Figura 12

Appare evidente che, in figura 12, possiamo affrancare dal tasso di guasto λ_D le probabilità di transizione che afferiscono allo stato iniziale 1 del sistema.

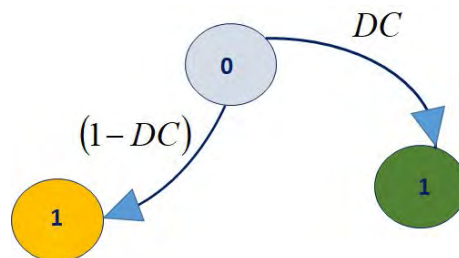


Figura 13

La figura 13 rappresenta un'autentica "catena di Markov". Infatti, la somma di tutte le probabilità di transizione, che afferiscono allo stato iniziale 1 del sistema di sicurezza, è uguale all'unità:

$$DC + (1 - DC) = 1 \quad (17)$$

Ricordiamo la definizione di Copertura Diagnostica (DC):

$$DC = \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} \quad (11)$$

La relazione (11), tenendo conto della (12), porta a scrivere:

$$DC = \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} = \frac{\lambda_D - \lambda_{DU}}{\lambda_D}$$

$$DC = 1 - \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D}$$

Per cui:

$$1 - DC = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \quad (18)$$

Le relazioni (11) e (18) consentono di riproporre la figura 13 come segue:

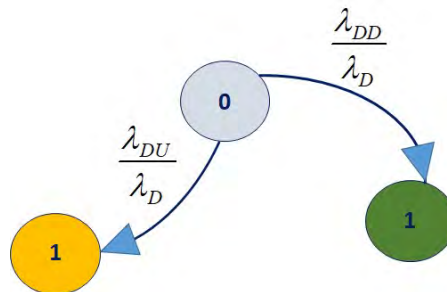


Figura 14

La figura 14 si presta alle seguenti considerazioni.

Un "guasto di tipo DD" porta il sistema da zero (healthy) a uno (failed) con una probabilità uguale a $\frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D}$.

In tal caso, il tempo medio di permanenza in avaria MDT1 equivale al tempo medio di riparazione *MTTR*, in quanto il guasto di tipo DD è suscettibile di immediata rilevazione da parte degli strumenti di diagnostica interna del sistema.

Un "guasto di tipo DU" porta il sistema da zero (healthy) a uno (failed) con una probabilità uguale a $\frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D}$.

In tal caso, il tempo medio di permanenza in avaria MDT2 è somma della metà dell'intervallo di tempo che intercorre fra due test funzionali consecutivi e del tempo medio di riparazione, $\frac{1}{2} \times T1 + MTTR$, in quanto il guasto di tipo DU non è suscettibile di rilevazione da parte degli strumenti di diagnostica interna del sistema.

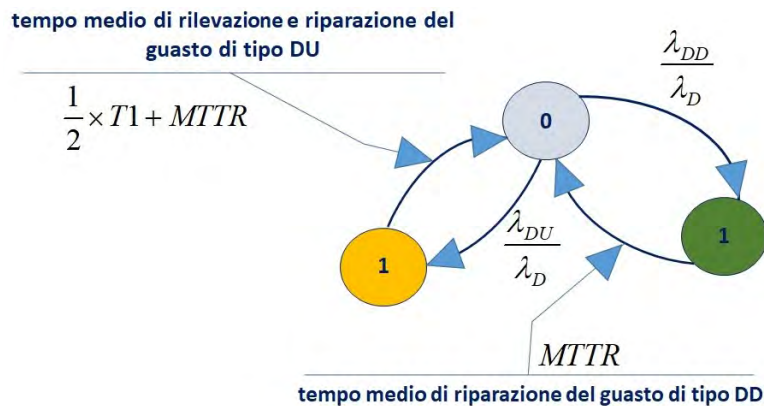


Figura 15

Non resta che stabilire le modalità con le quali tener conto dei due contributi, MDT1 ed MDT2, del tempo medio di permanenza in avaria del sistema di sicurezza.

6. Porta OR

La Porta OR è un operatore booleano che:

- accetta due ingressi, e cioè due valori di input;
- restituisce un solo valore in uscita.

Gli ingressi e le uscite sono numeri binari (bit) che assumono, pertanto, solo due stati logici:

- 0: healthy;
- 1: failed.

La Porta OR restituisce il valore unitario (failed) se uno o entrambi gli input hanno valore uno. Solo nel caso in cui entrambi gli input siano nulli (healthy), la Porta OR restituisce in uscita il valore zero. Il comportamento della Porta OR, appena descritto, è evidenziato molto efficacemente dalla "tabella di verità" ad essa abbinata.

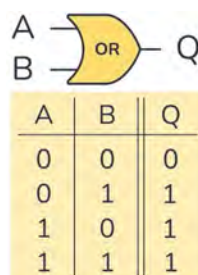


Figura 16. Tabella di verità associata alla Porta OR

Dalla tabella di verità associata alla Porta OR deduciamo facilmente che:

$$A + B = Q \quad (19)$$

L'applicazione della Porta OR al sistema in esame porta a sviluppare il seguente albero dei guasti:

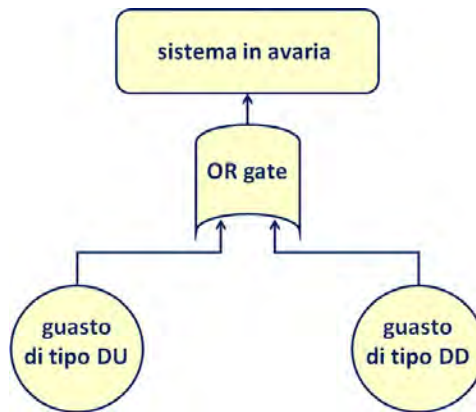


Figura 17. Applicazione della Porta OR al sistema in esame

7. Conclusioni

Il sistema può essere affetto da un “guasto di tipo DD” oppure, in alternativa, da un “guasto di tipo DU”. In entrambi i casi, il sistema si ritrova in avaria. Questa semplice considerazione è sufficiente a giustificare l'applicazione della Porta OR al sistema in esame.

- Nel primo caso, che si verifica con una probabilità uguale a $\frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D}$, il tempo medio di permanenza in avaria MDT1 corrisponde al tempo medio di riparazione: *MTTR*.
- Nel secondo caso, la cui probabilità di accadimento è $\frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D}$, il tempo medio di permanenza in avaria MDT2 equivale alla somma della metà dell'intervallo di tempo che intercorre fra due test funzionali consecutivi $\frac{1}{2} \times T1$ e del tempo medio di riparazione *MTTR*: $\frac{1}{2} \times T1 + MTTR$.

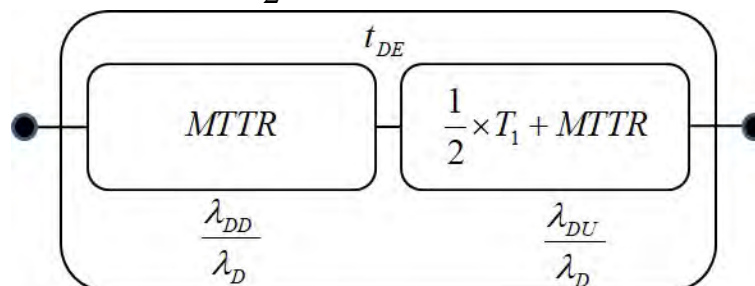


Figura 18. Block diagram (IEC 61508-6)

Stante la validità della relazione (19), che discende direttamente dalla tabella di verità della Porta OR, possiamo sommare i due contributi tenendo conto delle relative probabilità di accadimento:

$$\frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} \times MTTR + \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \times \left(\frac{T1}{2} + MTTR \right) \quad (20)$$

L'espressione (20) è del tutto identica al secondo membro della relazione (10) che l'IEC 61508 propone per la valutazione del tempo medio di permanenza in avaria t_{DE} di un sistema di sicurezza monocanale.

In definitiva, nella stima della PFD_{AVG} di un sistema di sicurezza, per la quale l'IEC 61508 propone la relazione funzionale (13), la norma rivela tutta la sua natura probabilistica. L'approccio probabilistico dell'IEC 61508 consente di stimare l'Inaffidabilità di un sistema di sicurezza, intesa come probabilità di fallimento del sistema, e cioè come probabilità di non portare a compimento la funzione di sicurezza che al sistema viene affidata.

Bibliografia

- [1] International Standard IEC 61508: "Functional safety of electrical, electronic, programmable electronic safety related systems". Part 6. - Geneva: International Electrotechnical Commission.
- [2] Generowicz M. (2014): "An explanation of the principles behind failure rate equations" - I&E Systems Pty Limited, Perth, Western Australia.
- [3] Börcsök J. & P. Holub (2007) - HIMA Paul Hildebrandt GmbH, Germany - Computer architecture & System programming, University of Kassel, Germany: "Calculation of PFD values for a safety related system" - Risk, Reliability and Societal Safety – Aven & Vinnem - Copyright © 2007 Taylor & Francis Group, London, ISBN 978-0-415-44786-7.
- [4] Goble W. M. & Cheddie H. (2010). Safety Instrumented System verification: practical probabilistic calculations, Exida, Sellerville. Copyright © 2005 ISA - The Instrumentation, Systems and Automation Society - ISBN 1-55617-909-X.

UNI/TS 11325-13 - Sistema di monitoraggio dei dati di esercizio di attrezzature a pressione

F. Giacobbe¹, C. Mennuti², E. Pichini², G. Rondinella³, G. Pinna⁴, F. Castorina⁵, S. Geppetti⁶, R. Calcagni⁷

¹ Inail - Uot di Messina

² Inail - Dit

³ Senior Expert Engineer

⁴ Comitato Termotecnico Italiano Energia e Ambiente

⁵ Assogasliquidi

⁶ IMQ

⁷ GISI

Abstract

Nell'attuale contesto produttivo industriale, sempre più avanzato e interconnesso, il rilevamento dei parametri di esercizio, mediante trasduttori installati sulle attrezzature a pressione è di fondamentale e strategica importanza per l'esercizio in sicurezza delle attrezzature a pressione. Entro la fine del 2023 si dovrebbero concludere i lavori condotti dal Comitato Termotecnico Italiano relativamente alla specifica tecnica UNI/TS 11325-13 "Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Parte 13: Guida alla realizzazione di un sistema di monitoraggio dei dati di esercizio di attrezzature a pressione". La specifica si rivolge prevalentemente agli utilizzatori, ma rappresenta anche un concreto e utile documento di riferimento per progettisti, tecnici, manutentori, enti e organismi di controllo. L'obiettivo è di fornire indicazioni e raccomandazioni sull'implementazione di un sistema di monitoraggio in forma non sostitutiva o prescrittiva rispetto alle disposizioni legislative vigenti. Nel documento sono presenti i suggerimenti per la scelta dei trasduttori in funzione delle loro caratteristiche tecniche e dei parametri di esercizio da monitorare, in continuo o ad intervalli discreti. La logica PDCA (plan-do-check-act), tipica dei sistemi di gestione, è utilizzata per progettare il sistema di monitoraggio. Tenuto conto dei continui progressi della tecnologia la specifica non intende puntualizzare le performance dei trasduttori bensì la metodica di lavoro da adottare per la scelta dei dispositivi, dei criteri per la gestione e l'archiviazione dei dati. L'analisi dei dati può fornire all'utilizzatore importanti elementi per individuare precocemente eventuali derive indirizzando le attività di gestione delle attrezzature monitorate verso approcci basati sulla prognostica avanzata e la manutenzione predittiva.

Keywords: monitoraggio, sensore, trasduttore, attrezzature a pressione, pdca.

1. Introduzione

Tra i lavori condotti dal Comitato Termotecnico Italiano, è attualmente nella fase di draft la specifica tecnica "monitoraggio dei parametri di esercizio di attrezzature a pressione". Tale progetto normativo è inserito nell'ambito dei vari lavori condotti dal comitato UNI/CT 223 "esercizio e dispositivi di protezione delle installazioni a pressione" ed è sviluppato e strutturato dal gruppo di lavoro GL 4 "monitoraggio delle installazioni a pressione". In tale contesto documentale, per monitoraggio delle attrezzature a pressione intendiamo la identificazione e successiva rilevazione, attraverso misure strumentali eseguite in continuo o a intervalli prefissati, dei fenomeni fisici che caratterizzano l'esercizio di attrezzature a pressione al fine di determinarne l'evoluzione nel tempo. La specifica tecnica si rivolge in prevalenza agli utilizzatori di impianti ed insiemi a pressione, ma rappresenta anche un concreto strumento operativo di riferimento per progettisti, tecnici, manutentori ed enti / organismi preposti alle attività di controllo e/o verifica. Il documento fornisce una serie di indicazioni e raccomandazioni sull'impiego e gestione del processo di monitoraggio in forma non sostitutiva o complementare alle eventuali prescrizioni per i controlli e le verifiche previsti dalle disposizioni legislative o da standard di riferimento.

La specifica tecnica ha la finalità di linea guida per la gestione del processo di monitoraggio, propone dunque, suggerimenti e indicazioni di massima per la scelta dei sensori, indica criteri sulle incertezze di misura, considerazioni su precauzioni ed accortezze, criteri per l'archiviazione e l'analisi dei dati. In particolare, la scelta dei trasduttori terrà conto della specifica tipologia di fenomeno fisico-chimico a cui è sottoposta l'attrezzatura a pressione.

Le motivazioni che inducono all'implementazione del sistema di monitoraggio sono fondamentalmente riconducibili a tre aspetti:

- programma razionale della manutenzione:
è associata alla possibilità di classificare il degrado dell'attrezzatura in base all'entità del danno. L'attività manutentiva può così concentrarsi sulle apparecchiature con più gravi processi di degrado. Se, tramite il monitoraggio, si riuscisse a determinare l'evoluzione dei fenomeni di danneggiamento, si potrebbe mirare ad una ottimizzazione dell'uso delle risorse economiche, secondo gerarchie di criticità.
- estensione della vita residua:
applicata soprattutto per l'esercizio di strutture di grande rilevanza economica e funzionale. Il prolungamento della vita residua si basa sulla conoscenza storica. In tal senso gli esiti del monitoraggio sono elementi indispensabile di analisi.
- approfondimento della conoscenza del comportamento delle apparecchiature:
il monitoraggio è uno strumento per l'archiviazione dell'esperienza operativa che comporta la validazione tramite una approfondita analisi del loro funzionamento permettendo può indirizzare, ad esempio, la programmazione delle attività manutentive.

Mentre gli obiettivi che si pone il sistema di monitoraggio sono fondamentalmente due:

- controllo delle condizioni di esercizio:
il sistema è progettato in modo da acquisire ed analizzare costantemente i valori di esercizio (es. pressione, temperatura, ecc) e dell'eventuale superamento dei limiti previsti dal fabbricante. Il confronto tra valori misurati e valori limite consente il mantenimento delle condizioni di sicurezza.
- individuazione di eventuali processi di degrado in atto:
il sistema di monitoraggio permette di individuare comportamenti anomali. È richiesto un modello di riferimento della struttura accurato, che sia in grado di riprodurre i meccanismi degradanti possibili e di raffrontarli ai dati rilevati quelli derivanti dai trasduttori. In tal caso un importante e strategico contributo può essere fornito dall'intelligenza artificiale.

Con il sistema di monitoraggio viene prestata particolare attenzione ai casi in cui lo stesso fenomeno correlato all'esercizio possa determinare condizioni di degrado che potrebbero influenzare negativamente la conduzione in sicurezza.

Nella specifica viene riportata una panoramica, esemplificativa e non esaustiva, dei possibili meccanismi di danno correlabili ai fattori caratteristici (es. temperatura, pressione, vibrazioni, livello, ecc) dell'esercizio di attrezzature a pressione.

MECCANISMO DI DANNO	PARAMETRO DELL'ESERCIZIO CHE POTREBBE EVIDENZIARLO
Fatica	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura • Pressione • Vibrazione
Infragilimento	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura
Corrosione	<ul style="list-style-type: none"> • Livello • Vibrazioni

Tabella 1. Possibili fenomeni di degrado rilevabili mediante trasduttori installati sull'attrezzatura

La tecnologia oggi fornisce molteplici proposte commerciali di soluzioni innovative che permettono l'attuazione ed implementazione di un approfondito e mirato processo di monitoraggio. I processi di monitoraggio possono essere condotti in forma continua o discontinua, con l'ausilio di apposita apparecchiatura elettronica per la gestione del segnale, in locale o in remoto, anche in forma wireless. In linea generale le indicazioni fornite sono da riferirsi all'impiego di sistemi digitali di acquisizione, i quali si interfacciano successivamente con i sistemi di trasmissione e analisi dei dati.

L'elaborazione dei dati permette di esaminare andamenti e velocità dei fenomeni permettendo la formulazione di valutazioni a breve, medio e lungo periodo.

In particolare, vengono presi in esame, i parametri di tipo fisico-chimico da monitorare, ad esempio: temperatura, pressione e vibrazioni. In appendice alla specifica vengono inoltre forniti suggerimenti per la progettazione di un sistema di monitoraggio indicando gli aspetti da approfondire come ad esempio: i parametri da misurare, la selezione e scelta dei trasduttori, la scelta delle posizioni e modalità di posa dei trasduttori, criteri per la trasmissione dei dati, strumentazione per il condizionamento dei segnali, interfaccia per l'elaborazione ed archiviazione dei dati. I dati assumono una valenza anche per la diagnosi¹. L'analisi dei dati attraverso la rielaborazione statistica possono determinare nuovi elementi di conoscenza che permettono l'individuazione di fenomeni di degrado o l'identificazione di cause/effetti correlati all'esercizio in condizioni normali ed anormali.

2. Definizioni

Il linguaggio presente nell'ambito del monitoraggio utilizza diversi termini portanti che richiedono una puntuale definizione. Ai fini della specifica tecnica UNI/TS 11325-13 si applicano i termini e le definizioni di cui alla UNI EN 764-1.

Di seguito il commento e la differenza che caratterizza il monitoraggio ed il sistema di monitoraggio. Il monitoraggio delle attrezzature a pressione comporta una serie di misure strumentali finalizzate alla conoscenza quantitativa nel tempo dei parametri di esercizio. Mentre con il sistema di monitoraggio si intendono tutti i sistemi di misura e tutti gli apparati per l'esame e la gestione dei dati acquisiti.

Si evidenzia che nel testo si differenzia il termine di sensore da trasduttore. Il sensore è un dispositivo in grado di rilevare le variazioni di una grandezza fisica, mentre si definisce trasduttore un dispositivo che trasforma una grandezza fisica in una grandezza elettrica. Il mercato odierno tende ad assemblare in un unico dispositivo più funzioni, pertanto, sono molto diffusi i trasduttori.

3. Componenti principali di un sistema di monitoraggio

Un sistema di monitoraggio è sostanzialmente costituito da 4 macro unità principali:

- I trasduttori differenziati per singola grandezza da misurare;
- il sistema di acquisizione dati;
- il sistema di trasferimento dei dati dal punto di acquisizione a quello di utilizzo;
- il sistema di elaborazione ed archiviazione dei dati.



¹ tale termine "deriva dal greco antico *diágnōsis*, da *diaghignóskein* (capire), formato da *diá* (attraverso) + *ghignóskein* (conoscere). La diagnosi è quindi, in generale, l'identificazione della natura e/o la causa di qualcosa, di qualsivoglia natura

Figura 1. Rappresentazione sintetica dell'architettura di un sistema di monitoraggio

4. Sistema di monitoraggio

4.1. Generalità e finalità

La presente specifica tecnica prevede in fase di progettazione del sistema di monitoraggio una serie di input importanti per le scelte da effettuare. Si evidenziano i seguenti fattori:

- Impianto/fluidi/processi/attrezzature/dimensioni;
- grandezza o fenomeno fisico con i relativi valori di range operativi massimi;
- condizioni fisico-ambientali comprese le fonti di disturbo/interferenza;

In generale il monitoraggio viene attuato per perseguire le seguenti finalità:

- controllare il rispetto di valori massimi di esercizio;
- fornire dati in tempo reale e nel tempo per lo studio del processo.

4.2. Modalità di trattamento dei dati e frequenze di acquisizione

L'acquisizione dei dati deve comprendere i periodi di effettivo esercizio compresi gli archi temporali temporanei di avviamento e spegnimento. Non sono oggetto di acquisizione i periodi di fermo impianto ove documentati.

L'utilizzatore, sulla base del processo e dello storico, definisce la frequenza di acquisizione. In sede di progettazione del sistema di monitoraggio è significativa la definizione della frequenza di campionamento in quanto non deve essere tale da ingolfare il sistema di archiviazione ma deve comunque evidenziare le variazioni in esercizio.

La specifica indica una frequenza di riferimento pari a una lettura l'ora, salvo indicazioni specifiche correlate al processo (es. processi caratterizzati da variazioni cicliche significative; periodi transitori e/o manovre di regolazione, ecc).

I dati presenti nel data base dovrebbero essere di tipo "aperto" in modo tale da permetterne l'importazione/esportazione senza comprometterne l'autenticità.

4.3. Archiviazione e presentazione dei dati

I dati in formato digitale per poter essere esaminati ed effettuare delle considerazioni devono essere relativi ad un periodo compreso tra 6 mesi e 2 anni. Le considerazioni vengono effettuate prendendo in esame il valore medio e la deviazione standard.

La specifica consiglia, per effettuare le valutazioni, la visualizzazione tramite rappresentazione grafica degli andamenti nel tempo.

L'archiviazione dei dati ha un notevole significato in quanto permette l'analisi storica. I tempi di conservazione dei dati si consiglia siano almeno di 2 anni e comunque per un arco temporale coerente alle considerazioni da effettuare (es. valutazione della vita residua nel caso di scorrimento viscoso).

5. Approccio PDCA

Il ciclo PDCA² è un processo iterativo per migliorare continuamente processi, ed è diventato parte integrante di ciò che oggi è noto come Lean Management.

Il modello PDCA include progettualità, test, analisi dei risultati e miglioramento del processo.

5.1 Plan - Pianificazione

Il processo ha inizio con la fase di pianificazione che prevede la successione delle seguenti principali fasi lavorative:

- a) relazione iniziale con esposizione del sito produttivo e del processo/impianto oggetto di monitoraggio. In questa fase possono ritenersi utili supporti le tavole grafiche e gli schemi funzionali (es. P&ID);
- b) indicazione degli items e delle relative grandezze significative da monitorare. Se opportuno valutare i vari range operativi e le accuratezze richieste per le misure;
- c) indicazione preventiva dei vincoli normativi e/o legislativi (ove presenti) e dei fattori ambientali che possono influire nel processo (per esempio: sorgenti di disturbo, distanze, accessi, compatibilità con infrastrutture esistenti, ecc.);
- d) selezione delle infrastrutture da installare tenendo conto degli aspetti tecnici sopra menzionati

5.2 Do - Fare

Conclusa la pianificazione il ciclo di Deming prevede la fase di realizzazione (Do) attraverso le fasi:

- e) elaborazione di un computo di dettaglio con la verifica della compatibilità di assemblaggio globale tenendo conto dei data sheet dei singoli componenti;
- f) attivazione dell'iter di fornitura e posa in opera con successivi collaudi di funzionamento finali;
- g) messa in esercizio del sistema di monitoraggio con rilevazione dei dati.

5.3 Check - Verifica

La metodica prevede in itinere momenti di attività di verifica per assicurare che quanto realizzato sia in linea con le fasi di pianificazione progettuale ed acquisizione dei dati in esercizio. Le attività di verifica sono pertanto molteplici e riguardano:

- h) effettuazione di verifiche ispettive interne;

² Il termine PDCA Cycle è in realtà un acronimo anglosassone in cui le lettere hanno il seguente significato: Plan: Pianificazione delle attività propedeutiche; Do: Applicazione in via sperimentale di quanto pianificato; Check: Controllo e monitoraggio dei risultati, dei dati ed evidenze, e verifica della compatibilità con quanto pianificato; Act: Implementazione dei miglioramenti scaturiti dalle evidenze raccolte nelle verifiche.

- i) analisi delle non conformità registrate (es. anomalie di funzionamento, fuori servizio, ecc);
- j) considerazioni operative correlate a requisiti legislativi o di buona prassi.

5.4 Act - Azione

La quarta ed ultima fase del ciclo pensato da Deming, ovvero "azione" (Act), comprende le nuove iniziative da implementare per migliorare le performance.

- k) formalizzazione di un riesame del sistema di gestione del monitoraggio con indicazione dei vari dati impiegati come input;
- l) indicazione delle soluzioni da adottare ovvero i conseguenti output.

Le singole suddette fasi sono pensate in successione temporale ma per ognuna di esse posso coesistere simultaneamente più fasi. Pertanto è utile programmare le singole attività e prevedere la loro interconnessione temporale. Un esempio di scheduling delle varie fasi del PDCA è riportato in tabella 2.

		Tempo													
		t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	T1 0	T1 1	t12		
Fase	PLAN	a	█												
		b	█	█											
		c	█	█	█										
		d	█	█	█	█									
	DO	e					█	█							
		f					█	█	█						
		g					█	█	█	█	█	█	█	█	█
	CHEC K	h													
		i									█		█		
		j								█	█	█	█	█	█
	ACT	k												█	
		l												█	█

Tabella 2. Esempio di scheduling delle attività per l'implementazione di un sistema di monitoraggio su un arco temporale di 12 unità di tempo

6. Conclusioni

La specifica tecnica fornisce indicazioni in merito alle caratteristiche del sistema di monitoraggio dei parametri fisico-chimici correlati ed influenti nell'esercizio delle attrezzature ed insiemi a pressione. In particolare, la specifica tecnica indica, in riferimento ai meccanismi di danno potenzialmente attivi sulle attrezzature: i possibili parametri oggetto di monitoraggio, la tipologia di componentistica

impiantistica da utilizzare, la frequenza di acquisizione e le modalità di presentazione ed archiviazione dei dati. Questa metodica si incardina nel più ampio contesto della gestione della manutenzione. Ieri gli approcci erano prevalentemente di tipo "reattivo" al guasto, oggi si cerca, grazie all'ampia disponibilità ed elaborazione dei dati, di operare nella forma "predittiva". Possibili futuri sviluppi della specifica potrebbero riguardare le potenzialità offerte dall'intelligenza artificiale per l'analisi dei dati e per l'identificazione di condizioni di criticità.

7. Bibliografia

[1] specifica tecnica UNI/TS 11325-13 "Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Parte 13: Guida alla realizzazione di un sistema di monitoraggio dei dati di esercizio di attrezzature a pressione". versione draft

[2] Norma UNI/TR 11634 "Linee Guida per il monitoraggio strutturale" 2016

[3] Bendul, Julia C., and Henning Blunck. The design space of production planning and control for industry 4.0. *Computers in Industry* 105 (2019): 260-272.

[4] Pellionisz, P., and P. Szücs. Acoustic emission monitoring of pressure vessels. *International journal of pressure vessels and piping* 55.2 (1993): 287-294.

[5] Hufenbach, W., et al. Damage monitoring in pressure vessels and pipelines based on wireless sensor networks. *Procedia Engineering* 10 (2011): 340-345.

[6] Sedmak, Aleksandar, et al. Structural integrity and life assessment of pressure vessels-risk based approach. *Experimental and Computational Investigations in Engineering: Proceedings of the International Conference of Experimental and Numerical Investigations and New Technologies, CNNTech 2020*. Springer International Publishing, 2021.

[7] Anastasopoulos, A., et al. Acoustic emission monitoring for detecting structural defects in vessels and offshore structures. *Ships and Offshore Structures* 4.4 (2009): 363-372.

[8] Taufik, D. PDCA cycle method implementation in industries: a systematic. *IJEM (Indones J Ind Eng Manag)* 1 (2020): 157-166.

[9] Fang, Hongping, and Kangling Fang. The design of remote embedded monitoring system based on internet. *2010 International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation*. Vol. 3. IEEE, 2010.

Accumulatori idraulici installati negli aerogeneratori: misure di sicurezza per il controllo della pressione di esercizio

G. Grillone¹, A. Muratore², R. Sunseri¹, S. Festa³, V. Nastasi¹

¹Inail - Uot di Palermo

²Inail - Uot di Como

³Inail - Uot di Catania

Abstract

Le energie rinnovabili rappresentano l'elemento portante della transizione energetica. Tra queste energie, negli ultimi anni l'energia eolica (insieme a quella solare) si è largamente diffusa grazie all'innovazione tecnologica e alla produzione di aerogeneratori sempre più performanti (es. la moderna turbina E-126 può produrre fino a 7 MW).

All'interno degli aerogeneratori sono contenute attrezzature a pressione (accumulatori idraulici), il cui uso può comportare rischi per la sicurezza e salute del personale addetto alla sorveglianza e alla manutenzione degli aerogeneratori stessi, qualora non siano adeguatamente gestiti.

Gli accumulatori idraulici, installati nella navicella dell'aerogeneratore, fanno parte del sistema idraulico (dotato di una vasca di olio) che regola il passo delle pale eoliche (i.e. la velocità delle pale) e per il funzionamento del sistema frenante. I suddetti accumulatori, costruiti nell'Unione Europea seguendo la direttiva europea PED (Pressure Equipment Directive) 2014/68/UE, possono sopportare una pressione massima di esercizio superiore a 300 bar. Per tali attrezzature, in Italia, il gestore dell'aerogeneratore, dopo la corretta installazione e la relativa analisi dei rischi, deve richiedere all'INAIL la messa in esercizio (Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 329, pubblicato in data 1° dicembre 2004) e la prima verifica periodica (Decreto del Ministero delle del Lavoro e delle Politiche Sociali pubblicato in data 11 Aprile 2011).

Alla luce dell'esperienza in campo degli autori, scopo del presente articolo è: 1) fornire ai gestori degli aerogeneratori un'impostazione organica per una corretta gestione delle attrezzature a pressione, onde prevenire il rischio di incidenti, partendo dalla fase costruttiva degli apparecchi fino alla fase di uso degli stessi; 2) rendere edotti i gestori degli aerogeneratori sugli adempimenti normativi italiani relativi alle attrezzature a pressione presenti negli aerogeneratori (i.e. accumulatori idraulici).

Keywords: Rischio Attrezzature a Pressione, Accumulatori Idraulici, Sicurezza sul Lavoro, Direttiva Europea PED.

1. Introduzione

Gli accumulatori idraulici, installati nella navicella dell'aerogeneratore, fanno parte del sistema idraulico (dotato di una vasca di olio) dell'aerogeneratore, che ha la funzione di regolare il passo delle pale eoliche e il funzionamento del sistema frenante.

I suddetti accumulatori, costruiti nell'Unione Europea seguendo la direttiva europea PED (Pressure Equipment Directive) 2014/68/UE [1], sono attrezzature a pressione che possono sopportare una pressione massima di esercizio, P_s , superiore a 300 bar. Considerati gli alti valori di P_s , il personale che opera negli aerogeneratori è da considerarsi a rischio per la propria sicurezza e salute, specialmente nelle aziende di piccole e medie dimensioni.

Scopo del presente articolo è fornire al Datore di Lavoro/gestore dell'aerogeneratore (di seguito denominato DLGA) un quadro sintetico e completo sull'uso in sicurezza degli accumulatori idraulici che si trovano nell'aerogeneratore stesso, specificando quali sono le fasi principali che permettono di controllare e valutare il rischio "pressione" durante l'uso delle suddette attrezzature di lavoro (per uso di un'attrezzatura di lavoro si intende qualsiasi operazione lavorativa connessa alla stessa attrezzatura, quale la messa in servizio o fuori servizio, l'impiego, il trasporto, la riparazione, la trasformazione, la manutenzione, la pulizia, il montaggio e lo smontaggio dell'attrezzatura suddetta), e renderli edotti sugli adempimenti normativi italiani relativi agli accumulatori idraulici suddetti.

2. Il Sistema Idraulico dell'aerogeneratore

Il Sistema idraulico dell'aerogeneratore è costituito normalmente da una centralina idraulica con pompe e filtri, posizionata nella navicella e da altri componenti, tra i quali vi sono gli accumulatori idraulici. La centralina idraulica fornisce olio, in pressione, ai diversi sistemi idraulici della turbina e risulta costituita principalmente da: a) filtro olio, b) sistema di pompaggio, c) valvole di sfiato, d) valvola di massima pressione, e) circuito del freno.

Il sistema di pompaggio ha normalmente due pompe ridondanti e mette in pressione l'olio idraulico prelevato dalla vasca. Le pompe sono azionate da motori generalmente trifase che consentono di mantenere la pressione dell'olio entro un determinato range (esempio: pressione tra i 235 e 260 bar; temperature sotto i 40° C; portata di ciascuna pompa pari a 25÷30 l/min).

In base alla pressione del circuito e all'attività del sistema del passo delle pale, la pompa può funzionare in "pump mode" oppure in 'relief mode'. Il 'Pump mode' si mette in funzione per attività del passo delle pale bassa: la pompa funziona in maniera discontinua; essa inizia a funzionare per un fissato valore di pressione minima e si ferma al raggiungimento del valore di pressione pari a quella di esercizio.

Il 'Relief mode' è attivato se l'azionamento è molto frequente: la pompa in questo caso è attivata in modo continuo e la pressione è regolata dall'apertura e chiusura della valvola di sfiato.

I dispositivi di sicurezza previsti nel sistema idraulico sono dei sensori di:

1. pressione dell'olio;
2. temperatura dell'olio;
3. livello dell'olio.

I sensori di pressione dell'olio consentono di misurare costantemente sia la pressione sul circuito del passo, che la pressione sul circuito frenante e permettono al sistema di controllo della turbina di attivare e disattivare il sistema di pompaggio. La pressione delle pompe che alimenta il sistema idraulico dell'aerogeneratore è generalmente nell'intervallo 235 ÷ 260 bar, inferiore alla pressione di taratura della valvola di sovrappressione (intorno a 275 bar), mentre la pressione massima di esercizio per la quale sono progettati e fabbricati gli accumulatori idraulici è di circa 300 ÷ 330 bar.

Durante il normale funzionamento la pressione viene regolata da un pressostato grazie al quale, se il circuito idraulico supera una soglia fissata (ad esempio 260 bar), l'alimentazione ai motori delle pompe viene interrotta. Nello sfortunato caso di mancato arresto delle pompe (per esempio per malfunzionamento del pressostato o altro), interviene la valvola di sovrappressione o di sicurezza (per esempio tarata a 275 bar sulla centralina idraulica). Il sistema di sicurezza descritto garantisce che la pressione nel circuito idraulico rimanga sempre al di sotto della pressione massima ammissibile di esercizio delle attrezzature a pressione (300 ÷ 330 bar).

Il sensore di temperatura consente di mettere in "pausa" la turbina in caso di temperatura dell'olio idraulico troppo alta (inferiore al punto di infiammabilità dell'olio, circa 65 °C) ovvero troppo bassa (tale valore deve essere tale che in funzione del tipo di olio, lo stesso deve rimanere sempre allo stato fluido).

A tal proposito nelle istruzioni d'uso degli accumulatori, i fabbricanti ricordano che gli stessi: a) devono essere precaricati con azoto e mai con aria o ossigeno, in quanto in questo caso si aggiunge il rischio di esplosione; b) sono da evitare interventi meccanici o lavori di saldatura e brasatura in quanto vi è un rischio di scoppio dei recipienti in pressione. Inoltre, bisogna informare gli addetti alla manutenzione che il corpo dell'accumulatore può raggiungere temperature superiori ai 50°C per anomalie di funzionamento, che possono causare gravi ustioni agli stessi.

Si evidenzia che la temperatura di esercizio ammessa è indicata nella dichiarazione di conformità rilasciata dal fabbricante, secondo quanto previsto dalla direttiva europea PED 2014/68/EU [1] e dipende dal corpo dell'accumulatore e della sacca.

Il sensore di livello dell'olio consente di fermare la turbina in caso di valori bassi, che potrebbero causare un anomalo o mancato funzionamento del sistema idraulico.

3. Accumulatori idraulici installati nell'aerogeneratore

Gli accumulatori idraulici installati all'interno della navicella dell'aerogeneratore sono generalmente del tipo "a sacca". La sacca è caricata internamente di azoto (pressione pari a circa 110 bar) e serve ad assorbire e rilasciare l'olio in pressione del circuito idraulico, in modo da mantenere il circuito stesso in pressione in maniera continuativa anche se le pompe idrauliche non dovessero essere in funzione, perché poste in condizioni di emergenza e/o guasto o ferme per altre ragioni.

Inoltre gli accumulatori idraulici hanno la funzione di regolare il passo delle pale (ossia la velocità delle pale), nonché il sistema frenante dell'aerogeneratore. Il compito principale del sistema della regolazione del passo è di muovere le pale con un controllo finalizzato ad ottimizzare la produzione di energia ed azionare, in determinati casi, il freno aerodinamico. Il sistema del passo permette il controllo della velocità di rotazione del rotore, dei carichi e l'arresto del rotore. Pertanto, gli accumulatori idraulici sono componenti di fondamentale importanza per il funzionamento in sicurezza dell'intero aerogeneratore.

In genere nella navicella degli aerogeneratori di recente fabbricazione si trovano diversi accumulatori idraulici a sacca (secondo quanto rilevato dagli autori nella propria esperienza sino a un massimo di 4, con capacità maggiore di 25 litri), costruiti per sopportare una pressione massima di esercizio (Ps) di oltre 300 bar, ed una temperatura massima di esercizio Ts compresa tra - 20 ° C e 80 ° C. Questa tipologia di accumulatori idraulici rientra nella IV^a categoria di rischio per le attrezzature a pressione secondo la direttiva europea PED n. 2014/68/EU [1] (massima categoria di rischio per le attrezzature a pressione).

In figura 1 si riporta la tabella 2 (fluido non pericoloso) della Direttiva PED n. 2014/68/EU [1] secondo la quale, per un volume di 30 litri di un accumulatore idraulico (in ascisse) ed una pressione massima di esercizio (Ps) di 300 bar (in ordinate), si determina la categoria di rischio PED per l'attrezzatura considerata, pari a IV.

Nella figura 2 si riporta uno schema di un accumulatore idraulico a sacca, mentre la figura 3 riporta una foto rappresentativa di due accumulatori idraulici installati all'interno della navicella di un aerogeneratore del Parco eolico di Mazara del Vallo (provincia di Trapani), verificati dai tecnici degli uffici territoriali INAIL di Palermo nel 2022.

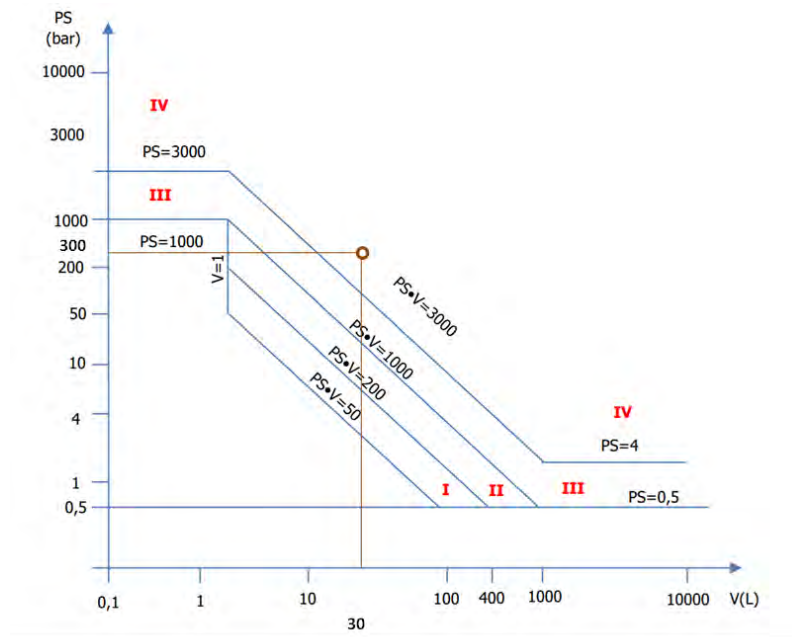


Figura 1. Tabella 2 della Direttiva PED n. 2014/68/EU [1], che consente di individuare la categoria di rischio (categorie di rischio = I÷IV, dove I è il rischio più basso e IV il rischio più alto) nel caso di fluido non pericoloso.

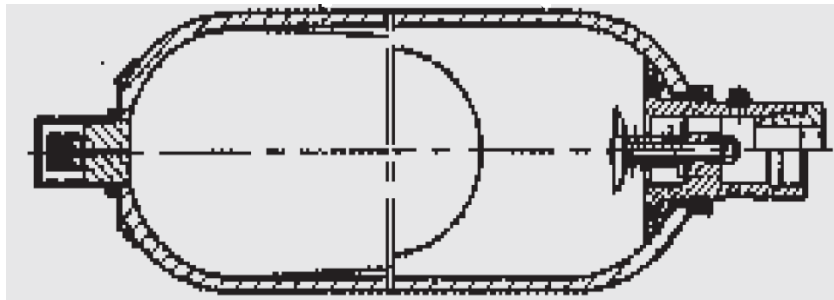


Figura 2. Schema di un accumulatore idraulico a sacca estratto dal manuale d'uso della ditta HYDAC International (codice manuale: INT 3.201.BA11/02.19, anno 2019, [2]) e installato negli aerogeneratori del parco eolico di Mazara del Vallo.



Figura 3. Fotografia di due accumulatori idraulici installati all'interno della navicella di un aerogeneratore del Parco eolico di Mazara del Vallo (prov. TP), eseguita dagli autori

4. Accumulatori idraulici installati nell'aerogeneratore: prevenzione e valutazione del rischio pressione, verifiche di funzionamento e verifiche di integrità decennali

Le fasi principali che consentono di prevenire e valutare il rischio "pressione" durante l'uso degli accumulatori idraulici installati negli aerogeneratori sono riassumibili nei seguenti step:

1. Step 1: Riscontro della conformità documentale. All'interno dell'Unione Europea (UE) il datore di lavoro/gestore dell'aerogeneratore (DLGA) deve riscontrare la conformità documentale delle attrezzature a pressione che si trovano all'interno dell'aerogeneratore, progettate e costruite secondo la direttiva comunitaria PED (Pressure Equipment Directive) 2014/68/EU [1], acquisendo dal fabbricante delle suddette attrezzature: a) la dichiarazione di conformità CE alla direttiva PED 2014/68/EU [1]; b) il/i manuale/i d'uso e manutenzione delle attrezzature. In aggiunta, il DLGA deve controllare la presenza di "carenze palesi" degli accumulatori idraulici, ossia verificare che seguano le disposizioni legislative e regolamentari di recepimento delle direttive della UE, che erroneamente il fabbricante non ha seguito in fase di progettazione e costruzione, riscontrando altresì se gli accumulatori idraulici hanno subito danni durante il trasporto o montaggio degli stessi.
2. Step 2: Manutenzione delle attrezzature. Il datore di lavoro/gestore dell'aerogeneratore (DLGA) deve fare effettuare nel tempo gli interventi di manutenzione e i controlli degli accumulatori (eseguiti con proprio personale, già competente o adeguatamente formato ovvero con idoneo personale esterno specializzato) seguendo le indicazioni del manuale d'uso e manutenzione fornito dal fabbricante. Gli interventi manutentivi, ordinari o straordinari, devono essere sempre registrati dal datore di lavoro in un apposito registro di controllo. Inoltre in diversi paesi della UE, in aggiunta ai controlli prescritti dal fabbricante, occorre effettuare idonee verifiche periodiche fissate da leggi nazionali.
3. Step 3: In Italia il datore di lavoro/gestore dell'aerogeneratore (DLGA) deve comunicare la messa in servizio delle attrezzature suddette all'INAIL (Istituto Nazionale per l'Assicurazione contro gli Infortuni sul lavoro), esclusivamente on-line tramite l'applicativo informatico "CIVA" (disponibile nel sito web INAIL), ricevendo a sua volta dall'INAIL una matricola identificativa per ciascuna attrezzatura. Dopo aver ricevuto le matricole di tutte le attrezzature di lavoro, il datore di lavoro/gestore dell'aerogeneratore (DLGA) fa sottoporre le suddette attrezzature a pressione a verifica di messa in servizio da INAIL, secondo quanto previsto dal Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 329 del 01/12/2004 (d.m.a.p. 329/04 [3]), che prevede l'esenzione della verifica degli accumulatori idraulici con capacità inferiore a 25 litri.

In questa fase si può seguire la specifica tecnica UNI/TS 11325-6 [4]. Tale specifica prevede che la verifica di messa in servizio si svolga secondo le seguenti fasi:

- Esame della documentazione tecnica predisposta (es. relazione tecnica con lo schema di impianto recante le condizioni di installazione e di esercizio, le misure di sicurezza, protezione e controllo adottate, etc. etc.);
 - Identificazione e verifica della corretta installazione dell'attrezzatura in pressione (Accumulatore Idraulico);
 - Verifica dell'esistenza e della funzionalità dei sistemi di sicurezza dell'attrezzatura a pressione posti a corredo dell'impianto.
4. Step 4: Dopo la fase di messa in servizio dell'attrezzatura a pressione, il DLGA fa sottoporre le suddette attrezzature a pressione ad idonee verifiche periodiche (d.lgs. 81/08 [5], d.m.l.p.s. 11/04/2011 [6], UNI/TS 11325-12 [7]), seguendo la periodicità dell'Allegato VII del d.lgs. 81/08 [5], ed in particolare a:
- a. Prima verifica periodica dell'attrezzatura a pressione. La normativa italiana prevede che la prima verifica periodica dell'attrezzatura a pressione sia affidata all'INAIL, che deve provvedere (direttamente o attraverso l'incarico conferito ad un Ente Privato, autorizzato Ministero del Lavoro e scelto dal DLGA, denominato di seguito SA) entro 45 giorni dalla richiesta della stessa. Decorso tale termine, il DLGA provvede ad affidare la verifica ad un SA di sua scelta.
Si evidenzia che per detta prima verifica periodica l'INAIL ha predisposto apposite istruzioni [8], le quali pur non costituendo un riferimento vincolante, vogliono proporsi come esempio di armonizzazione su scala nazionale ai fini della conduzione della verifica che possono essere di pratica utilità per i soggetti coinvolti (SA e operatori di Aziende Sanitarie Locali, ASL, Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente, ARPA), anche al fine di garantire indicazioni e comportamenti coerenti all'utenza. Per queste verifiche oltre a rilasciare un apposito verbale di verifica occorre predisporre da parte del verificatore una scheda tecnica di identificazione per l'attrezzatura a pressione (allegato IV al d.m.l.p.s. 11/04/2011 [6]). Detta prima verifica consiste nella verifica di funzionamento di cui al punto 4.3.1 del d.m.l.p.s. 11/04/2011 [6].
 - b. Verifiche periodiche delle attrezzature a pressione successive alla prima. Il DLGA deve far effettuare le verifiche periodiche delle attrezzature a pressione, successive alla prima, dalle strutture regionali competenti (ASL/ARPA), ovvero da un SA dei Soggetti Abilitati operativi nell'ambito regionale interessato (d.lgs. 81/08 [5], d.m.l.p.s. 11/04/2011 [6]). Le ASL/ARPA/SA dovranno effettuare le verifiche entro trenta giorni dalla richiesta del DLGA. Queste verifiche possono essere suddivise in due tipologie (d.m.a.p. 329/04 [3], UNI/TS 11325-12 [7]): 1) verifiche di funzionamento; 2) verifiche di integrità decennali.

La verifica di funzionamento degli accumulatori idraulici presenti nell'aerogeneratore (in Italia da eseguirsi al massimo ogni 3 anni in quanto il fluido è

“non pericoloso”, vedi: d.m.a.p. 329/04 [3], d. lgs. 81/08 [5] e d.m.l.p.s. 11/04/2011 [6]), si svolge secondo le seguenti fasi:

- a. esame documentale;
- b. verifica di funzionalità dei dispositivi di protezione;
- c. verifica dei parametri operativi.

In merito all'esame documentale (punto a.) si deve accertare:

- la corrispondenza della dichiarazione CE-PED con l'attrezzatura in verifica;
- l'esistenza e la corrispondenza delle istruzioni d'uso con l'attrezzatura in verifica;
- l'esistenza e la regolare tenuta del registro di manutenzione (art. 71 c.8 d.lgs. 81/08 [5]);
- la corretta installazione dell'attrezzatura in verifica;
- l'esistenza e la corrispondenza degli schemi e dei disegni P&I (P&I=tubazioni e strumentazioni), della relazione tecnica e della documentazione relativa ai dispositivi di protezione e controllo con l'attrezzatura in verifica.

Per quanto riguarda la verifica di funzionalità dei dispositivi di protezione (punto b.), si propone di eseguire la stessa con le disposizioni contenute nel punto 4.4.4 della UNI/TS 11325-6 [4]. In particolare, viste la pressione di taratura elevata delle valvole di sovrappressione (circa 275 bar), normalmente la verifica di funzionalità può essere sostituita riscontrando la presenza del certificato di taratura, che deve essere recente e comunque entro i limiti raccomandati dal costruttore del dispositivo. Si precisa altresì che le valvole di sovrappressione presenti nel sistema idraulico dell'aerogeneratore devono essere dimensionate in modo da consentire il rilascio della portata d'olio stimata più alta, secondo una valutazione di un tecnico delegato dal DLGA, in funzione delle seguenti cause che possono determinare l'intervento delle valvole stesse:

1. anomalie di esercizio, quali errori di manovra, disservizi dei controlli automatici e dei meccanismi di regolazione automatici compresi i dispositivi di riduzione della pressione, apporto di calore da sorgenti esterne non dovute ad incendio, etc. etc.;
2. incendio esterno, da non considerare quando, secondo la dichiarazione dell'utente, la presenza di sostanze infiammabili, solide o liquide, in quantità tale da alimentare un incendio è da escludere nel locale dove è installata l'attrezzatura in pressione o nelle sue immediate vicinanze.

La verifica dei parametri operativi di funzionamento degli accumulatori idraulici (pressione, temperatura, livello dell'olio dell'apposita centralina che alimenta tutto il sistema idraulico compreso gli accumulatori, etc. etc.) viene effettuata tramite gli accessori di controllo in dotazione dell'aerogeneratore, posti alla base della torre e in navicella dello stesso (figura 4); tali accessori monitorano anche la funzionalità dell'intero circuito idraulico dell'aerogeneratore misurando i parametri necessari.



Figura 4. Display dei parametri operativi di funzionamento degli accumulatori idraulici e del circuito idraulico dell'aerogeneratore (pressione, temperatura, etc. etc.), posto alla base e nella navicella dell'aerogeneratore.

Le verifiche di funzionamento degli accumulatori idraulici presenti negli aerogeneratori, secondo quanto accertato dagli autori durante la propria attività lavorativa svolta per l'INAIL nei parchi eolici della Sicilia Occidentale, in occasione della messa in servizio ovvero della prima verifica periodica degli accumulatori idraulici presenti negli aerogeneratori, hanno avuto quasi sempre esito positivo.

La verifica di integrità decennale delle attrezzature a pressione, e quindi anche degli accumulatori idraulici presenti nell'aerogeneratore, è obbligatoria in Italia essendo la stessa prevista dal d.m.a.p. 329/04 [3] e dal d.m.l.p.s. 11/04/2011 [6]. Per lo svolgimento della stessa si può seguire la UNI/TS 11325 - 12 [7] (punto 4.3) che prevede le seguenti fasi:

- esame documentale;
- valutazione dello stato di conservazione dell'attrezzatura a pressione (accumulatore idraulico) effettuata mediante esame visivo dall'esterno e dall'interno e apposito controllo spessimetrico;
- effettuazioni di eventuali indagini supplementari.

Tale verifica di integrità ha il compito di mostrare, eventualmente, un precoce degrado delle attrezzature a pressione (diminuzione di spessore iniziale dell'involucro, generalizzato o localizzato, etc. etc.), che se non adeguatamente gestito per tempo può portare a gravi incidenti. Tale problematica risulta accentuata negli accumulatori idraulici, considerato che possono funzionare ad una pressione massima di esercizio superiore a 300 bar. In previsione della realizzazione di parchi eolici offshore tali aspetti, visto l'ambiente marino corrosivo, risultano ulteriormente amplificati.

Nel caso in cui dall'esame visivo e/o strumentale si riscontrino difetti che possono pregiudicare il normale esercizio dell'attrezzatura, dovranno essere intraprese opportune indagini supplementari atte a stabilire l'entità del difetto, e, ove possibile,

la sua possibile origine, al fine di intraprendere le azioni più opportune per il ripristino dell'integrità strutturale del componente, oppure a valutarne il grado di sicurezza commisurato al tempo di ulteriore esercizio dell'attrezzatura con la permanenza dei difetti riscontrati.

Ad oggi, le verifiche di integrità decennale degli accumulatori idraulici presenti negli aerogeneratori installati in Italia, secondo quanto noto agli autori, non sono state ancora effettuate in quanto solo da pochi anni gli stessi vengono immatricolati e sottoposti alle procedure di messa in servizio e successiva prima verifica periodica da parte dell'INAIL.

Ad ogni modo, gli autori suggeriscono al DLGA di effettuare un monitoraggio continuo degli accumulatori idraulici con personale esperto, al fine di evidenziare eventuali diminuzioni di spessore dell'involucro di tali attrezzature; la periodicità di questi controlli deve tenere conto del tipo di ambiente ed in particolare se quanto lo stesso ambiente sia corrosivo.

Si consiglia altresì di estendere tali controlli interni e le relative manutenzioni anche alle tubazioni e ai serbatoi in pressione inferiori a 25 litri di capacità che, secondo il d.m. 329/04 [3], sono oggi esclusi dalle verifiche di legge.

Secondo quanto accertato dagli autori durante la propria attività lavorativa svolta per l'INAIL per analoghe attrezzature a pressione (ossia con condizioni di esercizio di pressione e temperatura confrontabili), i risultati delle verifiche di integrità decennali consigliano di programmare la sostituzione l'attrezzatura in pressione qualora si riscontrino fasi iniziali di corrosione. Dal riscontro di tali criticità alla sostituzione dei recipienti in pressione (vista l'elevata pressione di esercizio dell'ordine di 250/300 bar) occorre agire con prudenza, predisponendo fin da subito uno studio sulla vita residua dell'apparecchio curato da un tecnico esperto nel settore.

5. Conclusioni

Il presente articolo ha l'obiettivo di fornire al Datore di Lavoro/gestore degli aerogeneratori le indicazioni tecniche e i riferimenti normativi per l'esercizio in sicurezza degli accumulatori idraulici presenti negli aerogeneratori, dalla messa in servizio delle suddette attrezzature alle diverse fasi di esercizio e di verifica periodica (prima e successiva alla prima).

Le verifiche di messa in servizio e le prime verifiche periodiche degli accumulatori idraulici installati negli aerogeneratori, previste dalla normativa italiana ed eseguite dagli autori, consistenti principalmente nel verificare il corretto funzionamento degli accumulatori stessi e l'adeguatezza dei dispositivi di sicurezza installati, hanno avuto quasi sempre esito positivo (verifiche effettuate in Sicilia Occidentale).

Ad oggi, i controlli decennali di integrità degli accumulatori idraulici installati in aerogeneratori ubicati in Italia non sono stati ancora effettuati perché, solo da pochi anni, i suddetti accumulatori sono immatricolati e sottoposti alle procedure di messa in servizio e successiva prima verifica periodica da parte dell'INAIL. Pertanto,

nei prossimi anni, sono auspicabili ulteriori studi e verifiche su queste apparecchiature a pressione.

Bibliografia

[1] Direttiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione (rifusione), Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, n. 189 del 27/6/2014, pp. 164-259.

[2] Hydac International, Manuale d'uso accumulatore a sacca, Codice Manuale: INT 3.201.BA11/02.19, 2019.

[3] Decreto Ministero Attività Produttive n. 329 del 01/12/2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio e utilizzazione delle attrezzature a pressione art. 19 del d.lgs. 93/2000". Gazzetta Ufficiale Repubblica Italiana, Serie Generale n. 22 del 28 Gennaio 2005 - Suppl. Ordinario n. 10.

[4] UNI/TS 11325-6:2014 (2014). Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Parte 6: Messa in servizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione.

[5] Decreto Legislativo 9 Aprile 2008, n. 81, integrato e modificato dal Decreto Legislativo 3 Agosto 2009, n. 109. "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro". Gazzetta Ufficiale Repubblica Italiana, Serie Generale n. 101 del 30 Aprile 2008 - Suppl. Ordinario n. 108; Decreto integrativo: Gazzetta Ufficiale Repubblica Italiana, Serie Generale n. 180 del 05 Agosto 2009 - Suppl. Ordinario n. 142/L.

[6] Decreto Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali 11 Aprile 2011. "Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'Allegato VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo". Gazzetta Ufficiale Repubblica Italiana, Serie Generale n. 98 del 29 Aprile 2011 - Suppl. Ordinario n. 111.

[7] UNI/TS 11325-12:2018 (2018). Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Parte 12: Verifiche periodiche delle attrezzature e degli insiemi a pressione.

[8] Delle Site C., Artenio E., Mennuti C., Franchi E., Pallano A. Recipienti a pressione - Istruzioni per la prima verifica periodica ai sensi del d.m. d.lgs.11 aprile 2011. INAIL, Milano, Ottobre 2020, 63 pp.

Lista degli Acronimi

ASL = Azienda/e Sanitaria/e Locale/i

ARPA = Agenzia/e Regionale/i per la Protezione dell'Ambiente

DLGA = Datore di Lavoro/Gestore dell'aerogeneratore

d.m.a.p. 329/04 = Decreto Ministero Attività Produttive n. 329 del 01/12/2004

d.m.l.p.s. 11/04/2011 = Decreto del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali 11
Aprile 2011

d.lgs. 81/08 = Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81

SA = Ente Privato, autorizzato Ministero del Lavoro ad effettuare la prima verifica
periodica

La gestione tecnica delle apparecchiature a pressione a servizio degli aerogeneratori eolici ed assoggettate al controllo obbligatorio di verifica e dichiarazione di messa in servizio (Artt. 4 e 6 del d.m. 329/2004)

C. De Toro¹, G. Battista¹, R. Luciano¹, F. Viola¹, F. Terzo²

¹ Inail - Uot di Avellino

² IVPC

1. Premessa

Il comparto eolico può ancora considerarsi un'industria "nuova" se si considera che, rispetto ai comparti classici metalmeccanici dell'automotive o siderurgico, presenta degli ambienti che per caratteristiche intrinseche delle macchine installate e le relative ubicazioni e modalità di utilizzo sono poco conosciuti. Ciò implica spesso interpretazioni non sempre univoche in relazione alla gestione di tali apparecchiature, sia in termini documentali che di attività di verifica da parte dei Soggetti Coinvolti; tale problematica riguarda ad esempio gli aerogeneratori di grande taglia, che presentano tra i loro componenti anche dei contenitori in pressione (accumulatori idraulici) che lavorano sugli impianti idraulici per assorbire e rilasciare liquidi sotto pressione.

In relazione quindi alle attività di verifica previste dal DM 329/2004 per tali attrezzature, il lavoro intende valutare il sistema delle misure di sicurezza, protezione e controllo adottato negli impianti eolici, in relazione alle condizioni di installazione e di esercizio e tenendo conto di tutte le possibili situazioni di rischio, incluso il rischio di incendio.

Keywords: aerogeneratore, accumulatore, verifiche.

2. Introduzione

Il principio di base per lo sfruttamento dell'energia eolica è apparentemente semplice: la forza del vento mette in movimento le pale opportunamente sagomate e calettate ad un perno centrale (mozzo) che le costringe a compiere un moto rotatorio attorno all'asse del perno stesso; al mozzo sono collegati vari dispositivi (freni, moltiplicatori, ecc.) che trasmettono il moto ad un generatore elettrico. La corrente elettrica così generata viene trattata in una serie di ulteriori dispositivi (gruppi di rifasamento, banchi di condensatori, trasformatori elevatori, ecc.) che la rendono compatibile con la rete di trasporto a cui, mediante un apposito cavidotto, è collegato l'aerogeneratore.

3. Elementi costitutivi di un aereogeneratore

- **Navicella:** la parte principale della macchina, che contiene il generatore, i moltiplicatori di giri, i freni, gli attuatori del “pitch control” e del “yaw control”
- **Rotore:** l'insieme che comprende il gruppo pale, il mozzo, l'albero lento e il meccanismo del “pitch control”
- **Torre di sostegno:** oltre a tenere in posizione la macchina, ha il compito di assorbire le vibrazioni provenienti dalla navicella, evitando che le stesse vadano a scaricarsi eccessivamente sul basamento e sulle fondazioni
- **Sistemi di misura:** i dispositivi (anemometri e indicatori di direzione del vento), generalmente montati sulla sommità della navicella, che servono a configurare correttamente la macchina a seconda della direzione e dell'intensità del vento
- **Sistemi di controllo:** i dispositivi che, monitorando continuamente una serie di parametri della macchina, sovrintendono al corretto funzionamento e permettono una rapida messa in sicurezza in caso di avaria
- **Sistemi accessori:** sistemi opzionali che permettono un uso migliore della macchina (sistemi di telecontrollo, montacarichi e ascensori per il personale di manutenzione, ecc.).

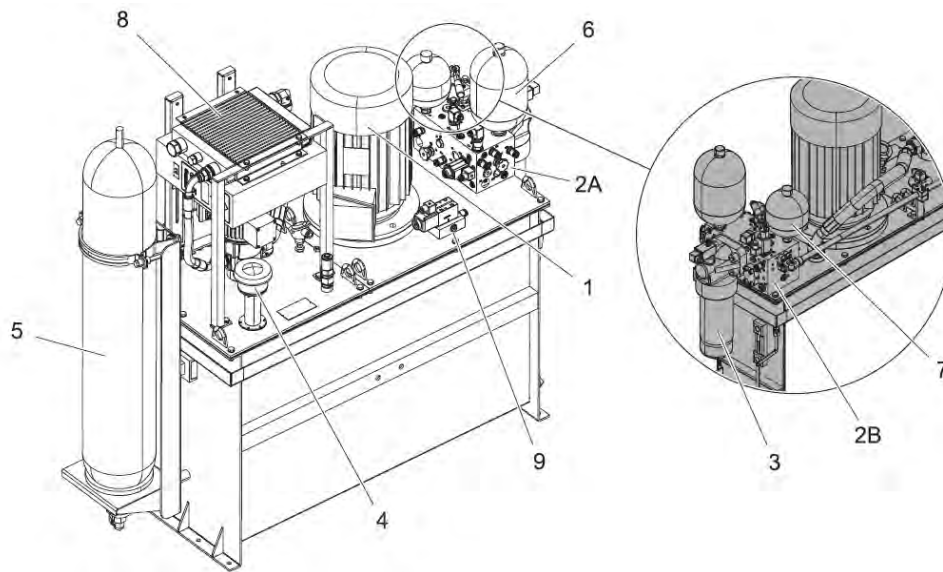
Come accennato in premessa, gli aerogeneratori eolici di grande taglia presentano tra i loro componenti anche degli accumulatori a sacca che fungono da contenitori in pressione (accumulatori idraulici) con carica di azoto separata dal fluido utilizzato mediante appunto una sacca. Sono studiati per essere impiegati sugli impianti idraulici e realizzati esclusivamente per assorbire e rilasciare liquidi sotto pressione, motivo per cui negli aerogeneratori eolici sono installati sul sistema idraulico con due principali scopi:

- lancio delle pale attorno al loro asse longitudinale (variazione dell'angolo di inclinazione);
- azionamento del freno a disco sull'albero in caso di over-speed.

Il sistema è costituito da un serbatoio di olio da cui pesca una pompa ad ingranaggi, condivisa dal Sistema di inclinazione e dal Sistema di frenaggio. Il flusso della pompa oscilla intorno al valore di 48 l/min a seconda del carico corrente e della temperatura dell'olio.

L'avvio della pompa è controllato da un segnale proveniente dal trasmettitore di pressione; quando la pompa è spenta, il sistema è tenuto sotto pressione dagli accumulatori montati sul gruppo pompa idraulica e montati nel mozzo.

La figura 1 illustra l'ubicazione dei componenti descritti in precedenza.



- | | |
|----|--|
| 1 | Motore |
| 2A | Blocco del sistema di orientamento |
| 2B | Blocco del freno del rotore e del sistema di cambio di passo |
| 3 | Filtro dell'olio |
| 4 | Filtro dell'aria |
| 5 | Accumulatore di pressione del gruppo idraulico |
| 6 | Accumulatore di pressione del sistema di orientamento |
| 7 | Accumulatore di pressione del freno |
| 8 | Sistema di raffreddamento |
| 9 | Elettrovalvola di messa in carica |

Figura 1

Gli accumulatori sono precaricati con azoto a 143 bar. Quando il controller VMP rileva che la pressione scende al di sotto di 180 bar, la pompa si avvia, per fermarsi di nuovo al raggiungimento dei 200 bar.

L'olio passa dalla pompa all'accumulatore attraverso il filtro ad alta pressione; sul circuito è presente una valvola di ritegno che impedisce il flusso inverso dell'olio quando la pompa si arresta.

La valvola di sicurezza scarica il sistema nel caso in cui la pompa non si arresti a 200 bar ma continui a pompare olio nel sistema. In caso di incendio o altro riscaldamento esterno degli accumulatori, la valvola impedisce l'aumento della pressione del gas e dell'olio.

La valvola a spillo viene utilizzata per scaricare l'olio dagli accumulatori al momento del controllo di pressione di precarica o in caso di riparazione sul sistema.

Il serbatoio è dotato di un interruttore di livello combinato e un sensore; l'interruttore di livello riduce la fuoriuscita e garantisce che la pompa non funzioni senza olio in caso di perdite, il sensore controlla la temperatura dell'olio nel serbatoio. L'allarme si attiva se la temperatura dell'olio supera i 65 °C (limite massimo di temperatura) per evitare che una temperatura troppo elevata possa

ridurre la durata di vita dell'olio e delle guarnizioni e aumentare l'usura della pompa.

4. Unità rotante

Il sistema di inclinazione viene alimentato dalla pompa idraulica tramite un raccordo rotante situato dietro il cambio, attraverso i tubi nel cambio e l'albero principale al sistema di passo nel mozzo.

L'unione rotante è di tipo a doppio canale con una linea di pressione e una linea di ritorno.

Il giunto rotante è dotato di cuscinetti idrostatici, che richiedono una pressione costante di almeno 5 bar in entrambi i canali per fornire una quantità sufficiente di olio per i cuscinetti.

La valvola di ritegno a molla assicura che la pressione nella linea di ritorno non sia inferiore al livello minimo di 5 bar.

5. Sistema di Pitch (Regolazione del passo delle pale)

La turbina è dotata di un sistema di inclinazione per ogni pala e un corrispondente distributore tor- block che facilita la fornitura di olio ai sistemi di beccheggio.

I sistemi di inclinazione e il blocco distributore si trovano nel mozzo. Il blocco distributore è dotato di filtro con valvola di by-pass e contometri visivi ed elettrici. La supervisione della caduta della pressione del filtro è attiva solo per temperature del serbatoio dell'olio superiori a 30 °C.

Il blocco distributore è collegato al raccordo rotante sul retro del cambio tramite due tubi flessibili e ulteriori due tubi (linea di pressione e linea di ritorno) nella cavità dell'albero principale.

Ogni sistema di inclinazione è costituito da un cilindro collegato al mozzo e con l'asta del pistone collegata a un perno di manovella sulla radice della lama. Le valvole che facilitano il funzionamento del cilindro del passo sono bloccate su un blocco distributore, imbullonato direttamente sul cilindro.

Ogni sistema di inclinazione è in grado di inclinare la lama corrispondente in qualsiasi posizione nell'intervallo compreso tra 5 e 90 gradi.

In caso di ARRESTO DI EMERGENZA, la pompa si spegne immediatamente e il piumaggio d'emergenza viene eseguito solo dall'olio dell'accumulatore. L'olio disponibile nell'accumulatore è sufficiente per un colpo pieno.

Ciascuna pala è collegata individualmente a un accumulatore a passo di emergenza, che è montato nell'hub.

L'accumulatore del passo di emergenza è un contenitore in acciaio con una membrana di gomma montata all'interno, precaricato con azoto a una determinata pressione. Quando l'olio viene pompato nell'accumulatore, la membrana di gomma è compressa. Se la membrana di gomma viene perforata, il gas fuoriesce, quindi l'accumulatore non soddisfa più i suoi requisiti. Per motivi di sicurezza, la turbina eolica esegue i test sui tre accumulatori.

Dopo un certo periodo di tempo, la turbina eolica eseguirà un test degli accumulatori per accertare che siano soddisfatti determinati requisiti.

6. Sistema frenante

L'impianto frenante viene alimentato dall'impianto di pompaggio attraverso la valvola di riduzione della pressione

L'accumulatore assicura che la frenata possa essere eseguita senza pressione.

L'elettrovalvola impedisce all'olio di rifluire nel serbatoio dell'olio quando è attivo.

Il pressostato viene utilizzato per controllare la pressione nell'accumulatore del freno.

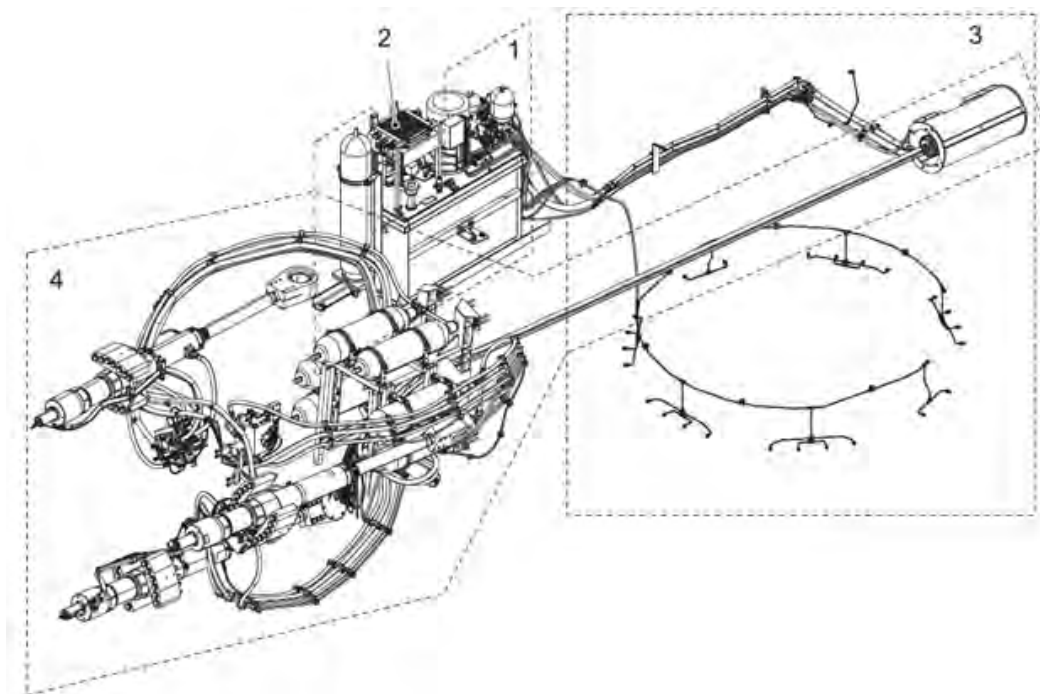
Il pressostato controlla la pressione del freno, anche se il freno viene rilasciato.

La valvola di massima pressione protegge il sistema frenante da una pressione troppo elevata in caso di guasto.

Quando le elettrovalvole sono messe in funzione, l'elettrovalvola impedisce il flusso di olio e rilascia olio dalle pinze dei freni al serbatoio dell'olio, liberando quindi il freno.

La pressione viene mantenuta dall'accumulatore e dalla valvola di riduzione della pressione.

7. Schemi e disegni del sistema idraulico



- | | |
|---|------------------------------------|
| 1 | Gruppo idraulico |
| 2 | Sistema di condizionamento termico |
| 3 | Circuito idraulico |
| 4 | Sistema di cambio di passo |

Figura 2

Dispositivi di sicurezza

La pressione massima di funzionamento del circuito dell'olio è sempre limitata a 220 bar, al raggiungimento di tale valore, infatti, le pompe di pressurizzazione si fermano. Nel remoto caso di mancato arresto delle pompe di circolazione, la presenza di una valvola di sfioro tarata a 245 bar garantisce che la pressione all'interno del circuito rimanga sempre molto al di sotto della pressione di bollo delle attrezzature a pressione (la valvola di sfioro non è certificata quale dispositivo di sicurezza).

Alla luce di quanto sopra, così come previsto:

- dall'art. 17 del 21/05/74
- dal capitolo 5.1 della norma EN 764-7, armonizzata PED
- dal capitolo 6.1.3 della norma 764-7, armonizzata PED
- dalla direttiva PED al punto 2.10
- dall'articolo 9 del DM 329/04,

si può omettere di installare la valvola di sicurezza a protezione dell'apparecchio in quanto la pressione non potrà mai eccedere quella massima di progetto.

Per quanto riguarda il rischio di superamento dei limiti massimi di pressione dovuti ad incendio, considerando che l'olio contenuto nel circuito oleodinamico ha una temperatura massima di funzionamento pari a 65 °C (mentre la sua temperatura di accensione è 320 °C), che inneschi di fiamma sono altamente improbabili e che sostanze facilmente infiammabili non sono presenti nelle vicinanze delle attrezzature a pressione, si può ritenere che l'incendio sia un evento ragionevolmente non prevedibile.

Manutenzioni

Di seguito le ispezioni e/o manutenzioni previste:

- **FREQUENZA ANNUALE**
 - Controllo dei livelli dell'olio
 - Cambio dell'olio in funzione dell'analisi annuale dell'olio
 - Sostituzione del filtro dell'aria sull'unità di potenza idraulica
 - Sostituzione cartuccia del filtro antiparticolato dell'aria
 - Sostituzione del filtro in gel di silice nel filtro dell'aria
 - Controllo perdite nell'albero principale
 - Controllo perdite in navicella
 - Controllo della pressione del manometro digitale sul pannello di servizio (deviazione massima 5 bar)
 - Verifica della pompa (Pressione di avvio 180 BAR, Pressione di arresto 200 bar)
 - Controllo della valvola di sicurezza (Temperatura minima dell'olio 40 °C) 250 +0/-10 bar
 - Pressione di precarica nell'accumulatore sulla centralina idraulica 143 (+0/-5) bar a 20 °C

- Pressione di precarica nell'accumulatore dei freni da 1,4 litri (Turbina 50 Hz: 28 ± 1 bar a 20 °C. – Turbina 60 Hz: 22 ± 1 bar a 20 °C).

- **FREQUENZA SEMESTRALE**

- Controllo perdite nell'albero principale
- Controllo perdite in navicella

- **FREQUENZA BIENNALE**

- Cambio del filtro di pressione in linea

8. Conclusioni

La costruzione degli accumulatori a sacca utilizzati nel funzionamento delle pale eoliche ricade nella Direttiva PED e l'Utente deve provvedere alla denuncia di messa in servizio secondo quanto previsto dall'art.1 del D.M. 329 del 01.12.2004.

L'art. 71 del Decreto Legislativo 81/08 e s.m.i., prevede gli obblighi che il Datore di Lavoro deve rispettare allo scopo di garantire la messa in sicurezza delle attrezzature di lavoro fornite ai propri lavoratori.

Ogni attrezzatura, durante il proprio ciclo funzionale, è soggetta dunque ad una serie di verifiche e controlli mirati ad accertarne la sicurezza di funzionamento ed il corretto utilizzo; la prima di queste verifiche è di competenza dell'INAIL (che eventualmente può delegarla al Soggetto Abilitato indicato dall'Utente); successivamente restano assoggettate al regime delle verifiche periodiche successive.

Assume dunque grande importanza la verifica in loco del Tecnico INAIL su questo tipo di impianto.

Dal confronto tra i Tecnici di varie Unità Operative Territoriali INAIL e i Tecnici dell'azienda interessata, si è cercato di individuare una interpretazione normativa univoca da adottare in occasione della verbalizzazione di tali attrezzature.

Si tratta, come descritto in precedenza, di accumulatori "autoprotetti", aventi pressione massima di progetto 330 bar, superiore ai valori massimi di esercizio della pompa di alimentazione del circuito oleodinamico pari a 310 bar (con picco max. 320 bar), valori desumibili dalla documentazione con le caratteristiche e le curve di funzionamento della pompa.

È stata condotta un'accurata valutazione dei rischi che esclude la possibilità di sovrappressione all'interno dell'attrezzatura, sia per carico della pompa che per incendio esterno.

Da ciò consegue che è possibile omettere l'installazione della valvola di sicurezza a protezione dell'apparecchio in quanto la pressione non potrà mai eccedere quella massima di progetto.

La verifica in sede del Tecnico porterebbe ad una valutazione complessiva accurata dell'impianto, in grado di avallare tale ipotesi; molto spesso, infatti, a valle delle pompe idrauliche è presente una valvola di sicurezza a protezione del circuito

idraulico il cui funzionamento può essere verificato da quadro in sede di controllo, facendo partire le pompe con interdizione del pressostato e rilevando la pressione di apertura della valvola di protezione.

Bibliografia

- [1] Direttiva 97/23/CE;
- [2] Direttiva 2014/68/UE;
- [3] dm 93 del 25/2/2000;
- [4] dm 329 del 01/12/2004;
- [5] dl 81 del 09/04/2008.

Azienda – Istituzione è possibile collaborare? Un caso di successo nell’ambito delle attrezzature ed impianti in pressione

P. Addonizio¹, N. Pedicini¹, C. Barbarossa¹, A. Ferraro², N. Magnelli³

¹Inail - Uot di Napoli

²TUV Austria Italia S.r.l

³SAIPEX S.r.l.

Abstract

L’articolo si propone di illustrare un caso di studio relativo alla collaborazione tra un’importante azienda metalmeccanica e l’UOT INAIL di Napoli che hanno messo in campo un significativo sforzo per il raggiungimento e la certificazione della compliance normativa dell’impianto per il trattamento termico in autoclave di componenti polimerici.

L’impianto, oggetto di un importante ampliamento, è costituito da una stazione di generazione di azoto, serbatoi di stoccaggio del gas e due autoclavi per il trattamento termico. Per trarre in modo rapido ed efficiente il raggiungimento della compliance del nuovo impianto sono state messe in servizio nuovamente le attrezzature nuove e preesistenti e per alcune è stata effettuata contestualmente la verifica di integrità. Quest’ultimo step è stato conseguito grazie all’adozione della tecnica delle Emissioni Acustiche (EA) associata alle prove in pressione.

Sin da subito si è cercato di sviluppare un approccio integrato tra la realtà pubblica e quella privata, che, grazie alla condivisione delle informazioni e alla pianificazione delle attività, permettesse di raggiungere l’obiettivo nel migliore dei modi nel minor tempo possibile.

L’obiettivo finale è stato pertanto raggiunto grazie all’unione dei seguenti fattori:

- La grande disponibilità e competenza degli enti di controllo coinvolti nelle verifiche che hanno saputo affiancare i tecnici garantendo il loro appoggio in ogni fase del progetto.
- Il forte commitment da parte dei referenti aziendali e della manutenzione di stabilimento.
- La metodologia adottata per lo svolgimento dei collaudi previsti dalle verifiche.

Keywords: emissioni acustiche, verifiche di legge, autoclavi, messa in servizio.

1. Introduzione al progetto

All'interno degli stabilimenti produttivi le attrezzature in pressione rappresentano uno tra asset più importanti dal punto di vista gestionale e tecnico.

Esse, infatti, introducono un fattore di rischio non trascurabile all'interno degli stabilimenti e necessitano pertanto di un robusto sistema di gestione che sfrutti le competenze specifiche da parte degli operatori ed un ben strutturato sistema informativo per la conduzione ed il controllo in continuo degli impianti.

Per molte realtà industriali le attrezzature in pressione rappresentano un asset strategico di grande valore economico fondamentale per garantire la business continuity aziendale.

Il mantenimento ed il rispetto della conformità normativa di tali attrezzature coinvolge, all'interno del loro ciclo di vita, numerosi attori economici, pubblici e privati, che garantiscono il rispetto degli obblighi legislativi e l'esercizio in sicurezza delle stesse.

Questi attori sono operatori, tecnici, funzionari, ecc. facenti parte di organizzazioni diverse (INAIL, ASL, ecc) e prendono parte al ciclo di vita di tale tipologia di attrezzature di lavoro in diverse fasi e momenti, in alcuni casi interagendo e/o influenzando gli altri soggetti che hanno a che fare con l'asset stesso. Si utilizzano e si generano dati ed informazioni, si prendono decisioni operative/tecniche, si mettono in campo azioni, professionalità, analisi, ecc.

Siamo di fronte, quindi, ad una vera e propria rete caratterizzata da flussi informativi, decisioni condivise, azioni con conseguenze operative, tattiche e strategiche che rendono gli impianti e le attrezzature in pressione dei veri e propri asset industriali che richiedono un sistema di gestione in accordo a tale visione.

2. Il contesto operativo

La realtà metalmeccanica con cui l'UOT INAIL di Napoli ha collaborato per la regolarizzazione dell'attrezzatore opera nei settori tecnologici avanzati come l'Aerospazio, la Difesa e la Sicurezza.

Data la vastità delle tecnologie utilizzate nei vari siti produttivi, è da considerarsi un utilizzatore intensivo di impianti in pressione in quanto per esigenze di processo vi sono applicazioni in cui sono necessari impianti con caratteristiche rilevanti di volumi, pressioni e portate. Tali attrezzature, oltre a rappresentare un rischio per la sicurezza all'interno degli impianti, rappresentano strumenti chiave per il processo produttivo; a tal fine è necessario il corretto esercizio in ottemperanza alle normative e gli obblighi di legge.

In particolare, lo stabilimento presso il quale sono installate le attrezzature analizzate produce parti strutturali dei velivoli (fusoliera, impennaggi, etc.).

Questo tipo di attività implica complesse lavorazioni meccaniche, la fabbricazione di pannelli di grosse dimensioni e complessi assemblaggi strutturali.

Uno dei passaggi fondamentali della produzione di componenti per Aerostrutture è il trattamento termico di componenti che è effettuato all'interno di autoclavi di grandi dimensioni.

All'interno delle autoclavi sono inseriti i componenti per la polimerizzazione di adesivi e resine termoindurenti, che sono processati sotto il contemporaneo effetto di temperature e pressioni.

In particolare, l'autoclave opera attraverso cicli termici di durata variabile che sottopongono i componenti a temperature di circa +190 °C e pressioni variabili fino ad un massimo di 5 barg.

All'interno delle autoclavi sono presenti termocoppie per la rilevazione della temperatura che monitorano l'andamento del processo.



Figura 1. Esempio di autoclavi di processo

L'impianto di trattamento materiali polimerici dello stabilimento è stato oggetto di un importante revamping per l'introduzione di una nuova autoclave e di un nuovo impianto di generazione Azoto per ampliare la capacità produttiva e garantendo la possibilità di effettuare cicli con azoto anziché sfruttare solo aria.

Con l'aggiunta di una nuova fonte di alimentazione, costituita dall'impianto di generazione azoto, per l'autoclave esistente si è configurata la necessità di eseguire una revisione dell'analisi dei rischi relativa alle nuove attrezzature ed a quelle attrezzature esistenti che sono state mantenute all'interno del ciclo produttivo.

È stato quindi necessario affrontare il raggiungimento della conformità normativa per n°30 attrezzature che per semplicità possiamo suddividere in attrezzature "nuove" ed "esistenti".

Il dettaglio è presente nella seguente Tabella:

Tipo di attrezzatura	# Attrezzature Esistenti	# Attrezzature Nuove
Autoclave di Trattamento	1	1
Serbatoi di stoccaggio pre-trattamento	3	-
Attrezzature impianto di generazione aria compressa	3	-
Attrezzature Impianto di generazione N ₂	-	5
Tubazioni	16	1
TOTALI	23	7

Tabella 1. Tipo numerosità attrezzature coinvolte

Nell'esecuzione dell'attività vi è stata quindi la necessità di programmare:

- N° 29 di Dichiarazioni e Verifiche di messa in Servizio (d.m. 329/04 Art 4 e 6).
- N°20 Verifiche di integrità (d.m. 329/04 Art 12).
- N°1 Dichiarazione di messa in servizio (d.m. 329/04 Art 5 e 6).

L'obiettivo è stato pertanto quello di conciliare le necessità della produzione con l'esecuzione in sicurezza delle numerose verifiche ispettive e delle prove di integrità sulle attrezzature.

Le attività non hanno potuto inoltre trascurare il fattore relativo alla criticità dimensionale di alcune attrezzature in quanto la verifica di integrità è stata condotta su:

- N°3 Serbatoi di stoccaggio verticali da 78.000 litri con uno sviluppo in altezza superiore ai 10 m;
- N°1 Autoclave da 273.000 litri con diametro di oltre 5m e lunghezza oltre 20m;

In aggiunta, per l'inserimento della nuova autoclave, si è reso necessario procedere alla modifica di una tubazione e quindi a procedere con la ricertificazione della stessa, con conseguente coinvolgimento di un organismo notificato, e all'esecuzione di nuova messa in servizio.

3. Tecnologia utilizzata: metodo NDT dell'Emissione Acustica EA

Fondamentale è stata poi la metodologia adottata per lo svolgimento dei collaudi previsti dalle verifiche di integrità dei principali sistemi in pressione dello stabilimento oggetto di collaudo. L'adozione della tecnica delle emissioni acustiche EA, associata alle prove in pressione, ha permesso infatti sia di svolgere i collaudi in pressione garantendo elevati standard di sicurezza grazie all'approccio diagnostico ad elevato valore aggiunto che di analizzare il 100 % della superficie metallica dell'oggetto sottoposto al collaudo (saldature e bocchelli compresi).

Le ispezioni previste dall'art 12 del D.M. 329/04 in occasione dell'integrità decennale sulle attrezzature in pressione, cosiddette tradizionali, consistono in:

- Esame visivo interno ed esterno;
- Esame spessimetrico delle membrature;

- Eventuali ulteriori controlli si rendessero necessari a fronte di situazioni evidenti di danno;
- In caso di non ispezionabilità interna od esterna, integrazione del suddetto piano con prova idraulica a 1.125 volte la pressione di progetto o prova pneumatica a 1.10 volte la pressione di progetto (previa predisposizione di necessarie misure di sicurezza).

Pertanto, come chiaramente indicato nella normativa, qualora l'attrezzatura non risulti completamente ispezionabile, anche nei riguardi della sicurezza (cfr. rischio dell'ispezione visiva interna in ambienti confinati e con carenza di ossigeno) e/o possieda rivestimenti interni o esterni inamovibili o che la cui rimozione possa comportare rischi per l'integrità delle membrature (autoclavi con paratia interna, oppure serbatoio tumulato/interrato o provvisto di rivestimento in materiale fire-proofing), l'utilizzatore/proprietario può integrare i controlli previsti e precedentemente riportati con una prova di pressione idraulica o pneumatica. La prova di pressione pneumatica è effettuabile previa predisposizione da parte dell'utilizzatore/proprietario di opportuni e complessi ma doverosi provvedimenti di cautela ai sensi del D.Lgs 81/08.

Considerando quanto prescritto dall'art. 12 del D.M. n° 329 del 01/12/2004) e analizzando le caratteristiche strutturali delle attrezzature in gioco (autoclave e serbatoi verticali), è risultato impossibile eseguire l'esame visivo interno.

In sostituzione della visita interna è stato impraticabile anche eseguire una prova idraulica ($1,125 \times P_{\text{progetto}}$) per ragioni dovute al peso dell'acqua e la necessità della completa asciugatura per procedere con la rimessa in esercizio delle attrezzature.

E' risultato inoltre difficile anche la valutazione dell'esecuzione di una semplice prova pneumatica non monitorata ($1,1 \times P_{\text{progetto}}$) in quanto bisognava necessariamente pensare all'implementazione di misure di sicurezza molto onerose per mitigare i rischi connessi (POF: e probability of failure e COF: conseguenze of failure) con le pressurizzazioni non monitorate.

Allo stesso modo, considerando sempre quanto prescritto dall'art. 12 del D.M. n° 329 del 01/12/2004) e analizzando le caratteristiche strutturali dei serbatoi di stoccaggio aria/azoto, è risultato complicato considerare di eseguire un esame visivo interno in quanto si sarebbe dovuto realizzare un ponteggio operando in spazi confinati, operazioni molto complicate dal punto di vista operativo.

TÜV AUSTRIA ITALIA, in forza dei numerosi test EA nonché dell'esperienza acquisita nel mondo nello svolgimento dei collaudi di integrità sulle attrezzature in pressione con metodologia EA, propone di integrare il suddetto piano di controlli con una prova di pressione pneumatica monitorata con Emissione Acustica fino al raggiungimento una pressione massima pari a 1,1 volte la pressione di progetto.

Il controllo con Emissione Acustica (EA), associato alla prova pneumatica, è un metodo di valutazione e monitoraggio non invasivo che permette di individuare e localizzare in anticipo i punti deboli in macchine, recipienti a pressione e atmosferici.

Il metodo dell'Emissione Acustica si basa sull'acquisizione, analisi e valutazione dei segnali provenienti dalla membratura della struttura metallica testata durante una fase di pressurizzazione controllata tale da garantire una sollecitazione lenta e continuativa, nonché un tempo di reazione dell'operatore adeguato all'attività registrata sulla struttura analizzata. I sensori EA, scelti in base alle caratteristiche della struttura da analizzare (diametro, lunghezza e tipologia di rivestimento) vengono applicati sulla superficie a distanze prefissate, sulla base del profilo di attenuazione del segnale. Il controllo con Emissione Acustica fornisce un'analisi istantanea completa sulla struttura e sull'integrità dell'oggetto testato. Per l'individuazione e la localizzazione di eventuali danneggiamenti, il controllo con Emissione Acustica ricorre a un principio fisico classico (onde elastiche generate dal materiale sottoposto a sollecitazione) che consiste nell'acquisizione ed elaborazione dei dati attraverso un sofisticato modello tecnologico.



Figura 2. Progettazione del test con metodo dell'emissione acustica EA eseguito su un'autoclave

4. Avvio del Progetto

Per permettere il raggiungimento dell'obiettivo finale è stato necessario coinvolgere in prima persona i Responsabili di Stabilimento di Produzione e Manutenzione, il Direttore e gli Ingegneri dell'UOT INAIL di Napoli ed i tecnici specialisti coinvolti nelle fasi operative, di analisi e redazione documentale.

Inizialmente è stato effettuato un Kick Off Meeting di coordinamento con tutti i soggetti sopracitati al fine di concordare e definire i seguenti punti:

1. L'approccio da adottare per la nuova messa in servizio delle attrezzature esistenti (in quanto il vecchio impianto risultava certificato come insieme).
2. Le attività da condurre su ogni attrezzatura oggetto di verifica di integrità ed in particolare sull'autoclave ed i serbatoi di stoccaggio verticali.
3. Una condivisione di massima della pianificazione.
4. L'identificazione dei responsabili di ciascuna attività.

5. La definizione dei metodi di comunicazione e aggiornamento tra gli attori coinvolti.

5. Pianificazione

L'insieme dei punti sopra elencati ha portato a definire la pianificazione delle attività così come riportato in Tabella 2.

Giorno	Attività	CND
1	Predisposizione Serbatoio di Stoccaggio-1 78m ³	EVE, UT
2	Esami EA e Prova pneumatica Serbatoio di Stoccaggio-1	EA
3	Riconsegna Serbatoio di Stoccaggio-1 Predisposizione Autoclave 248 m ³	-
4	Predisposizione Autoclave 248 m ³	EVE, UT
5	Predisposizione Autoclave 248 m ³	EVE, UT
6	Esami EA e Prova Pn. Autoclave	EA
7	Riconsegna Autoclave alla produzione	-
8	Predisposizione Serbatoio di Stoccaggio-2 78m ³	EVE, UT
9	Esami EA e Prova pneumatica Stoccaggio-2	EA
10	Riconsegna Serbatoio di Stoccaggio-2 Predisposizione Serbatoio di Stoccaggio-3 78m ³	EVE, UT
11	Esami EA e Prova pneumatica Serbatoio di Stoccaggio-3	EA
12	Riconsegna Serbatoio di Stoccaggio-3	-
13	Verifiche attrezzature impianto aria	EVI, EVE, UT
14	Verifiche attrezzature impianto aria	EVI, EVE, UT
15	Verifiche attrezzature impianto aria	EVI, EVE, UT
16	Verifiche tubazioni	, EVE, UT
17	Verifiche tubazioni	, EVE, UT
18	Back up	
19	Back up	
20	Chiusura Attività	

EVE: Esame visivo Esterno, **EVI** Esame Visivo Interno, **UTs:** Esame spessimetro ad ultrasuoni, **EA** Emissioni Acustiche,

Tabella 2. Pianificazione delle attività

La quantità delle attrezzature in pressione, i tempi e la complessità tecnica hanno richiesto la creazione di un team di lavoro composto dalle seguenti figure professionali:

- UOT INAIL Napoli:
 - Responsabile amministrativo apparecchi a pressione.
 - N°2 Tecnici di riferimento per attrezzature/tubazioni in pressione.
- Azienda:
 - N°1 responsabili manutenzione meccanica.

- N°2 tecnici specializzati nell'esecuzione delle prove CND degli apparecchi in pressione (fornitore esterno).
- N°2 tecnici specializzati nell'esercizio degli apparecchi in pressione (fornitore esterno).

6. Risultati ottenuti

La calendarizzazione condivisa nel paragrafo precedente mette in evidenza come siano state eseguite tutte le attività in soli 20 gg con una perdita di produzione minima (le attività di collaudo vere e proprie sono state concentrate nei weekend in modo tale da sfruttare al massimo il fermo impianto programmato per i fine settimana e, di conseguenza, non interferire sulla produttività dell'impianto stesso). Si riporta qui di seguito il dettaglio delle verifiche effettuate su ciascuna attrezzatura, dal quale se evince con facilità quali attrezzature sono state soggette a verifica di integrità e quali alla sola messa in servizio.

Attrezzatura	PS [barg]	V [l]	EVE	EVI	UTs	EA	Pr.Pn
Autoclave	12	273.000	X	-	X	X	X
Serb di Stoccaggio 1	36	78.000	X	-	X	X	X
Serb di Stoccaggio 2	36	78.000	X	-	X	X	X
Serb di Stoccaggio 3	36	78.000	X	-	X	X	X
Serb Aria Compressa	11.5	2.000	X	X	X	-	X
Disoleatore 1	16	30	X	X	X	-	X
Disoleatore 2	16	30	X	X	X	-	X
Insieme Nuova Autoclave	12	382.000	X	-	-	-	-
Serb Aria per Azoto	11.5	3.000	X	-	-	-	-
Serb Azoto	11.5	4.000	X	-	-	-	-
Accumulo Azoto	11.5	3.000	X	-	-	-	-
Disoleatore 3	16	75	X	-	-	-	-
Disoleatore 4	16	75	X	-	-	-	-
Gen Azoto 1	11	940	X	-	-	-	-
Gen Azoto 2	11	940	X	-	-	-	-
Tubazioni HP #9	36	200 (DN)	X	X	X	-	X
Tubazioni LP #6	12	300 (DN)	X	X	X	-	X

EVE: Esame visivo Esterno, **EVI** Esame Visivo Interno, **Uts:** Esame spessimetrico ad ultrasuoni, **EA** Emissioni Acustiche, **Pr.Pn:** Prova Pneumatica

Tabella 3. Principali dati delle prove sulle attrezzature

I tecnici EA, con livello AT3 e AT2 (in accordo alla norma UNI EN ISO 9712), hanno analizzato istante per istante l'andamento della prova EA e hanno effettuato un'attenta analisi delle indicazioni rilevate: follow-up Inspection on-site - follow-up Inspection off-line.

L'esecuzione del Test EA è stata presieduta anche dal Tecnico INAIL al fine dell'ottenimento del verbale di verifica periodica. Quest'ultimo ha garantito l'esatto svolgimento del collaudo nel pieno rispetto della norma UNI EN 14584:2013 e ai sensi del D.M. 329/04; di concerto con il tecnico EA - sia prima dell'inizio della pressurizzazione che durante l'esecuzione della stessa - si è altresì accertato dell'esistenza e della funzionalità di tutti i dispositivi di controllo e sicurezza a corredo dello specifico impianto (manometro, valvole di sicurezza ecc.) e, a fine ispezione, ha emesso i relativi verbali di verifica di integrità e di funzionamento della specifica attrezzatura in pressione.

La pressione massima raggiunta durante il test EA (pressione di fine Test EA) è risultata strettamente correlata sia alla pressione di progetto che alla temperatura di progetto della struttura in pressione analizzata. I risultati dei collaudi EA realizzati sono stati molto soddisfacenti e l'analisi dei segnali registrati durante lo svolgimento di tali prove non ha evidenziato nessuna significativa indicazione di difetto tale da inficiare l'esercizio delle attrezzature oggetto di analisi.

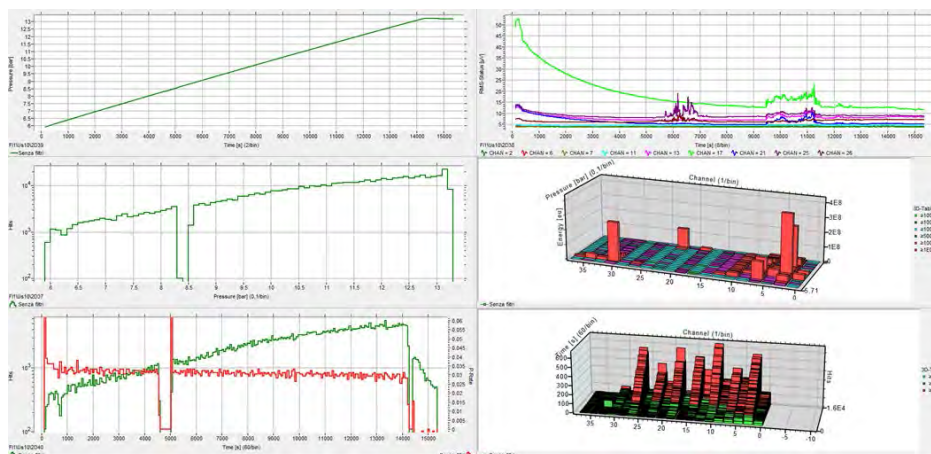


Figura 3. Parametri caratteristici rilevati durante il test EA eseguito sull'autoclave

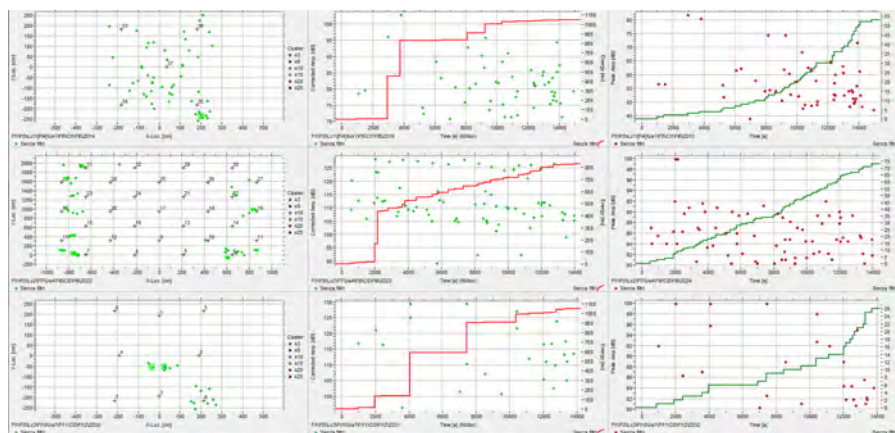


Figura 4. Localizzazione di segnali rilevati durante il test EA eseguito sull'autoclave

7. Conclusioni, opportunità e sviluppi futuri

L'attività descritta presenta un successo nel raggiungimento della conformità delle attrezzature dato dalla collaborazione di più attori in un'azione corale e coordinata. Inoltre, si sottolinea come la metodologia di verifica adottata, Emissioni Acustiche, hanno permesso di analizzare le attrezzature di maggiori dimensioni, quindi quelle con un indice di rischio più elevato, in completa sicurezza. Tale metodologia ha permesso di monitorare in continuo con estrema precisione l'evoluzione della prova in pressione pneumatica e assolvere quindi a quanto richiesto dall'art 12 del DM 329/04.

Le Emissioni Acustiche si affermano pertanto come una metodologia valida e rigorosa nell'affrontare quelle attrezzature che, per ragioni dimensionali e di criticità di esercizio, presentino difficoltà nell'adozione delle tecniche "standard" delle verifiche di integrità e in cui verifiche interne e prove idrauliche o pneumatiche non monitorate rappresentano un ostacolo all'analisi strutturale.

8. Bibliografia

- [1] D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 (Testo coordinato con il D.Lgs. 3 agosto 2009, n. 106) - Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro: Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.
- [2] D.M. 1° dicembre 2004, n. 329 - Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.
- [3] D.M. 11 aprile 2011 - Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'All. VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo.
- [4] Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93 - In attuazione dell Direttiva Europea 97/23/Ce in materia di attrezzature in pressione.
- [5] Linee guida ISPESL: L'esame visivo sulle attrezzature in pressione ai fini delle verifiche in costruzione ed esercizio. Edizione 2006.
- [6] INAIL: Esame visivo e spessimetria - Procedura sperimentale di verifica delle attrezzature a pressione. Disegno di linee guida e strumenti operativi. Edizione 2012.
- [7] N. Altamura, A. Nuzzo, D. Manca, C. Policastro, C. Barbarossa - Emissione Acustica: Soluzione altamente tecnologica ad impatto zero, Convegno SAFAP 2018, Bologna 27-29 nov. 2018.

Contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche: le disposizioni nazionali (d.m. 1.12.1980) e l'evoluzione delle norme europee

E. Pichini¹, I. Mazzarelli², A. Tonti¹, E. Artenio¹, L. Tonarelli³

¹ Inail - Dit

² Inail - Uot di Milano

³ ISCD GmbH

Abstract

La progettazione e la costruzione di alloggiamenti per apparecchiature ad alta tensione sono escluse dalla Direttiva PED. Mentre in Europa i fabbricanti di interruttori per media e alta tensione si orientano prevalentemente su standard europei IEC-CEN-CENELEC, in Italia il riferimento normativo per la fabbricazione di contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche, rimane "ancorato" al d.m. 1.12.1980 e alle specifiche tecniche riportate nella Raccolta ISPEL rev. 1995 regola VSR.8.

Il progresso tecnologico, la crescente sensibilità per le problematiche ambientali che orienta verso l'utilizzo di gas meno inquinanti, l'esperienza maturata negli anni da fornitori e costruttori, ha permesso di ottimizzare e standardizzare i processi produttivi. La sfida per il futuro è quella di implementare criteri di progettazione e costruzione sempre più evoluti e attuali, per superare politiche conservative dell'Italia che ancora chiede, per la verifica della stabilità delle membrane alle pressioni di progetto, coefficienti di sicurezza più alti di quelli previsti dagli standard europei.

La memoria si propone di illustrare le principali differenze tra gli standard europei e le disposizioni nazionali relativamente ai criteri previsti per la verifica della stabilità di comparti e membrane a pressione per interruttori per alta e media tensione, in particolare riguardo la scelta di "idonei" coefficienti di sicurezza, anche al fine di riconoscere ed evidenziare i punti di forza e di debolezza dei diversi approcci, nonché delineare prospettive e percorsi che permettano all'attuale regolamentazione italiana di evolversi al passo con l'innovazione tecnologica e con le regole del mercato unico. Il lavoro è sinergico con il percorso che alcuni autori conducono da qualche anno in progetti di ricerca applicata sui criteri di accettazione dei materiali compositi impiegati nella costruzione di questo particolare tipo di attrezzature a pressione.

Keywords: interruttori per media e alta tensione, verifiche di stabilità, prove di scoppio, coefficienti di sicurezza.

1. Introduzione

I contenitori a pressione per parti attive di interruttori ad alta tensione sono esclusi dalla PED¹; in Italia la loro progettazione e costruzione è regolamentata dal d.m. 1.12.1980 modificato con successivo d.m. 10.09.1981 e il loro esercizio non è soggetto a regime di verifiche obbligatorie, fermo restando la dotazione di idonei dispositivi di protezione.

Si tratta di recipienti caratterizzati da volumi, pressioni e temperature di progetto e di impiego sempre piuttosto contenute. Tuttavia, essendo frequentemente installati in impianti e reti di distribuzione di energia elettrica di rilevanza strategica, essi rappresentano una tipologia di attrezzature a pressione che merita attenzione soprattutto riguardo ai materiali con cui vengono realizzati comparti e membrane.

Per le sue ottime caratteristiche isolanti, il gas maggiormente utilizzato nel sezionamento di correnti ad alta tensione è l'esaffluoruro di zolfo (SF_6), a valori di pressione variabili a seconda della tensione elettrica d'esercizio ma comunque quasi mai oltre i 10 bar; tuttavia l' SF_6 è un gas serra, con effetti sull'ambiente migliaia di volte più negativi dell'anidride carbonica, e una permanenza in atmosfera di più di 3000 anni. Per questo motivo l'Europa ha previsto forti limitazioni al suo impiego e sta spingendo i costruttori verso l'utilizzo di gas o miscele meno inquinanti che tuttavia, per garantire caratteristiche dielettriche equivalenti a quelle dell' SF_6 , richiedono di essere compressi a valori di pressione sensibilmente maggiori.

La necessità di costruire contenitori di parti attive di apparecchiature ad alta tensione progettati per pressioni di gas maggiori rispetto agli attuali design ha avviato la revisione della normativa europea di riferimento e un confronto serrato tra i tecnici del settore elettrico con quelli del settore attrezzature a pressione. I principali obiettivi sono mirati a valutare prospettive di convergenza tra le strutture normative nazionale ed europea facendo tuttavia tesoro dei pregi della regolamentazione italiana.

2. Tipologie di apparecchi

In base alla funzione dell'apparecchio - interrompere, distribuire, trasformare, misurare correnti ad alta tensione - e dunque dei componenti attivi e passivi che costituiscono il circuito elettrico, si determinano in conseguenza differenti caratteristiche geometriche dei contenitori e delle membrane a pressione (Fig.1): si va dall' 'armadio in acciaio' di modesta capacità, al 'blindato in lega di alluminio' di centinaia di litri; da apparecchi con un solo tubo isolatore in fibra di vetro installato verticalmente, ad apparecchi 'multipolo' con isolatori - cilindrici o troncoconici - di diametri e lunghezze diversi montati con assi obliqui o orizzontali; da elementi la cui stabilità alla pressione di progetto può essere facilmente verificata mediante calcolo, ad altri che per materiale e/o geometria possono solo essere verificati mediante prova di scoppio. Sovente, all'interno degli apparecchi e per isolare comparti, sono inseriti elementi realizzati con polimeri pressofusi - per lo più resine

¹ Direttiva 2014/68/UE - Articolo 1 "Ambito di applicazione" Punto 2. Sono esclusi dall'ambito di applicazione della presente direttiva: [omissis] lettera l) gli alloggiamenti per apparecchiature ad alta tensione come interruttori, dispositivi di comando, trasformatori e macchine rotanti.

epossidiche – secondo forme variabili a seconda delle esigenze specifiche e dotati di inserti metallici che permettono i necessari collegamenti elettrici o accoppiamenti meccanici.



Figura 1. Apparecchi contenenti parti elettriche attive

Attualmente la maggior parte delle apparecchiature viene riempita - per pressioni che variano dai pochi bar a circa una decina - di esafluoruro di zolfo² (SF₆), gas di sintesi che grazie alla sua notevole elettronegatività riesce a catturare elettroni liberi. L'SF₆ è dunque caratterizzato da elevata rigidità dielettrica (circa 3 volte quella dell'aria a pressione atmosferica) e altrettanto elevata capacità di estinzione (quenching) degli archi elettrici che scoccano, o potrebbero scoccare, tra punti ad alta differenza di potenziale dielettrico (Fig.2).

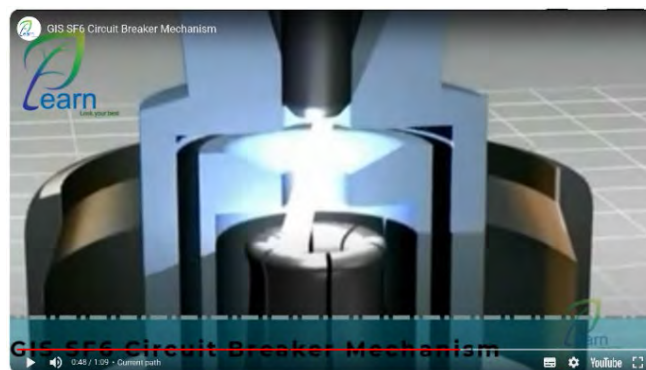


Figura 2. Arco elettrico

² Per approfondimenti sull'SF₆ consultare per esempio la pagina:
<https://echa.europa.eu/it/registration-dossier/-/registered-dossier/13559>

Dopo eventuali scariche l'SF₆, in condizioni ideali, recupera le sue caratteristiche dielettriche, è inodore, trasparente, non tossico, non infiammabile, non ossida né corrode i metalli, ed è stabile fino a temperature ben oltre i 400 °C. Esso dunque rappresenta una soluzione ad alte prestazioni, sicura e a suo modo economica per l'isolamento elettrico e l'interruzione di corrente. Tuttavia, sebbene relativamente raro nell'atmosfera, l'SF₆ ha un GWP³ di 23.500 ed è il gas serra più potente che si conosca.

Dal punto di vista impiantistico, si tratta per lo più di apparecchi precaricati, protetti da dispositivi quali valvole di sicurezza o dischi di rottura, tarati a pressioni in genere comprese tra 1,1 e 1,6 volte la pressione di progetto: in tal modo si evita che i dispositivi di sicurezza si aprano e il gas fuoriesca durante la fase di carica dell'apparecchio, e che durante l'esercizio la pressione del gas contenuto nell'apparecchio possa aumentare – per riscaldamento dovuto a un guasto da arco elettrico - fino a valori tali da compromettere la stabilità dei recipienti (in ogni caso verificata fino a pressioni almeno pari a 1,5 volte la pressione di taratura del dispositivo di sicurezza).

Dal punto di vista elettrico, si distinguono in apparecchi per media tensione (tensioni nominali superiori a 1 kV e fino a 52 kV compresi) e per alta tensione (tensioni nominali oltre i 52 kV).

Dal momento che la capacità dielettrica del gas di riempimento è tanto maggiore quanto più il gas è compresso, a parità di altre dimensioni la pressione di progetto di un apparecchio è tanto maggiore quanto più è alta la tensione elettrica che deve gestire: in genere, la pressione di progetto di apparecchi per media tensione è ben al di sotto dei 5 bar, mentre quella degli apparecchi per alta tensione è oltre i 6 bar ma raramente oltre i 10 bar.

Per quanto riguarda le temperature di esercizio, in genere si tratta di quelle ambientali: raramente ipotizzate al di sotto dei -25 °C; solo in previsione di condizioni o per funzioni particolari, ipotizzate attorno ai +70 °C.

Ai fini PED, l'SF₆ è classificato come fluido del gruppo 2; pertanto se si dovesse applicare la PED, in base alla tabella 2 dell'allegato III:

- gli apparecchi per media tensione (pressioni di progetto fino a 5 bar) rientrerebbero nella categoria di rischio I per volumi entro gli 80 litri, nella II per volumi oltre i 80 litri e fino ai 400 litri, nella III per volumi oltre i 400 litri, nella IV praticamente mai;
- di contro molti apparecchi per alta tensione già per pressioni di progetto attorno agli 8 bar e volumi oltre i 375 litri rientrerebbero in IV categoria.

Sempre se si dovesse applicare la PED, le resine utilizzate per la fabbricazione di componenti quali diaframmi, boccole, morsettiere, così come i compositi di resina rinforzata con fibra di vetro utilizzati per la fabbricazione di tubi isolatori, nonché tutti gli accoppiamenti (inserti, incollaggi) tra resine e metalli, dovrebbero essere sottoposti ad approvazione particolare, in quanto non esistono a oggi norme armonizzate di impiego.

³ Global Warming Potential: il potenziale di riscaldamento globale di un gas serra esprime il suo contributo all'effetto serra rispetto all'effetto della CO₂ il cui potenziale - preso come riferimento - è pari a 1

3. Il d.m. 1.12.80 e la genesi della VSR.8.B.2

Esclusi dall'ambito di applicazione della PED, in Italia la costruzione e l'impiego di contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche trovano riferimento normativo nel d.m. 1.12.80 - modificato con successivo d.m. 10.09.81 - e nella specifica tecnica 'Adempimenti per la costruzione e il rilascio del certificato del prototipo dei contenitori di cui al d.m. 1° dicembre 1980', pubblicati rispettivamente come Punto 1 e Punto 2 del Capitolo 8.B della VSR.

Alcune considerazioni sulla regola tecnica VSR.8.B sono già state presentate al Safap del 2021 [1]. Riteniamo qui interessante ripercorrerne la genesi poiché in essa trovano ragione quelle scelte che oggi l'Europa ci chiede di confrontare con suoi differenti orientamenti.

3.1. Materiali autorizzati all'impiego

Negli anni '70 alcuni settori industriali (medicale ed elettrico), iniziarono a fare uso di materiali isolanti, diversi dall'acciaio. Già l'edizione del 1978 della Raccolta M dedica il fascicolo M.13.A alle resine polimetilmetacriliche utilizzate nella costruzione di camere iperbariche: affinché ne sia autorizzato l'impiego, una resina deve dare prova di resistere a rottura a pressioni pari almeno a 10 volte quelle d'esercizio, con un minimo di 22 bar.

A seguito della pubblicazione della VSR.8, nell'Addenda alla Raccolta M del gennaio 1981 il Capitolo M.13.D riporta le 'Disposizioni per l'ammissione all'impiego della porcellana nella costruzione di involucri isolanti di apparecchiature elettriche a pressione di gas': sono richieste prove volte a verificare i valori dichiarati dal fabbricante relativi a peso specifico, porosità, durezza, resistenza a trazione, flessione, compressione, urtoflessione. Inoltre, l'involucro deve superare una selezione alle brusche variazioni di temperatura e, in fase di omologazione del prototipo, una prova a pressione spinta fino a rottura dove il valore della pressione minima di scoppio è determinato secondo la regola al punto 2.b) della VSR.8.B.2.

La raccolta PRFV dedicata alle plastiche rinforzate con fibre di vetro utilizzabili per fabbricare membrane a pressione fino a 5 bar, e dove per altro i coefficienti di sicurezza richiesti per le prove di scoppio erano altissimi ($X \geq 7,5$), viene pubblicata solo nel dicembre 1982.

Dunque negli anni immediatamente successivi alla pubblicazione del d.m. 1.12.1980, la regola al punto 2.b) della VSR.8.B.2. per 'membratura in materiale isolante' intendeva membrane in 'porcellana' o 'resina', ma certo non in 'materiale composito' quale le resine rinforzate con fibre di vetro con cui vengono oggi diffusamente realizzati i cilindri isolatori.

3.2. Prove a pressione spinte fino a rottura per la certificazione del prototipo

Quella stessa regola trova una 'illustre precedente' nel fascicolo della VSR dedicato alle 'Prove sperimentali per recipienti a pressione costruiti per materiali metallici', Capitolo VSR.6.A 'Prove a pressione spinte fino a rottura'.

La prova a pressione spinta fino a rottura è ammessa solamente per quelle membrane o soluzioni costruttive per le quali non sono previste o alle quali non sono applicabili le

disposizioni per la verifica di stabilità contenute nella VSR (forme geometriche non calcolabili).

La pressione minima P_r da raggiungere nella prova deve soddisfare la seguente regola:

$$(1) \quad P_r \geq \frac{R}{f} \cdot \frac{s_2}{s_1} \cdot \frac{K}{Z} \cdot P \quad [\text{cfr. VSR.6.A.2.}]$$

essendo

R il carico unitario di rottura del materiale con cui è fabbricata la membratura in prova,

f la sollecitazione massima ammissibile riferita alle condizioni di progetto,

s_2 lo spessore nominale della membratura in prova incrementato della tolleranza positiva, oppure lo spessore effettivo rilevato sperimentalmente nella membratura in prova,

s_1 lo spessore risultante dal disegno di progetto, diminuito della tolleranza di fabbricazione e degli eventuali sovrasspessori imposti da esigenze di impiego e di lavorazione,

K un fattore di qualità, posto pari a 1,2 per materiali in getti, a 1 per altri materiali,

Z il modulo di efficienza dei giunti saldati eventualmente presenti nella membratura in prova,

P la pressione massima di esercizio dichiarato in progetto.

Nella verifica alle condizioni di progetto, la sollecitazione massima ammissibile f viene determinata applicando adeguati coefficienti di sicurezza X ai valori minimi delle caratteristiche meccaniche del materiale utilizzato [cfr. d.m. 21.11.72 art. 4 e art. 5]. Pertanto, se riferita al valore minimo tabellare R_m della resistenza a trazione a temperatura ambiente del materiale con cui è fabbricata la membratura, la si può scrivere come

$$f = \frac{R_m}{X}$$

Conseguentemente la (1) diventa

$$(2) \quad P_r \geq X \cdot \frac{R}{R_m} \cdot \frac{s_2}{s_1} \cdot \frac{K}{Z} \cdot P$$

con la richiesta che qualora il prodotto $X \frac{R}{R_m}$ risulti minore di 5, sia posto pari a 5.

La memoria storica del progresso tecnologico e della conoscenza di processi e affidabilità dei prodotti purtroppo si è persa. Sembra tuttavia evidente che per i tecnici dell'ANCC (Associazione Nazionale per il Controllo della Combustione) una membratura la cui stabilità non fosse verificabile mediante calcolo, potesse ritenersi sicura solo se, sottoposta a prova di pressione spinta fino a rottura, avesse resistito fino a una pressione almeno pari a 5 volte la pressione massima di esercizio dichiarato in progetto.

La pressione minima di scoppio viene ancora aumentata in misura della minore affidabilità attribuibile a membrane realizzate mediante getto ($K = 1,2$) o con presenza di saldature non controllate al 100%.

Il rapporto tra s_2 e s_1 normalizza lo spessore della membratura in prova allo spessore minimo consentito in progetto per le membrane di cui la membratura in prova è campione.

Il rapporto tra R e R_m normalizza la resistenza a trazione della colata di materiale con cui è realizzata la specifica membratura in prova al valore minimo consentito per le colate di materiale con cui sono realizzate le membrature di cui la membratura in prova è campione.

Proprio i fattori s_2/s_1 e R/R_m del campione in prova garantiscono che l'esito positivo della prova a pressione spinta fino a rottura possa essere esteso per similitudine a tutte le membrature di produzione, incrementando il valore della pressione minima di scoppio in misura proporzionale rispetto a quanto la membratura in prova è più resistente di eventuali altre con spessore o resistenza meccanica pari ai minimi ammissibili.

3.3. Il d.m. 1.12.80 e le regole per la determinazione della pressione minima di scoppio

Il d.m. 1.12.80 richiede che:

- ciascun tipo di membratura in materiale isolante del prototipo [...] venga sottoposto separatamente a prova idraulica spinta fino a rottura; la pressione di rottura dovrà risultare non inferiore a 4,25 volte la pressione dichiarata in progetto [art. 3.3.];
- ciascun tipo di membratura in materiale metallico del prototipo per la quale non sia prevista una specifica disposizione per la verifica della stabilità [...] venga sottoposta [...] a prova di pressione spinta a rottura che dovrà essere non inferiore a 4,25 volte la pressione dichiarata in progetto [art. 3.3.1.].

Per determinare il valore della pressione minima di scoppio in modo tale che risultasse non inferiore a 4,25 volte la pressione di progetto e che il suo esito – sperabilmente positivo – potesse essere esteso a tutte le membrature rappresentate dall'unità in prova, i tecnici dell'ISPESL (Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza del Lavoro) ripresero la regola della VSR.6.A così come scritta in (2) e la tradussero nelle regole:

$$(3) \quad P_r \geq 4,25 \cdot \frac{R}{R_m} \cdot P \quad [\text{cfr. VSR.8.B.2.2.b}]$$

$$(4) \quad P_r \geq 4,25 \cdot \frac{R}{R_m} \cdot \frac{s_2}{s_1} \cdot P \quad [\text{cfr. VSR.8.B.2.2.c}]$$

Si tenga presente che nel 1980 gli unici materiali isolanti contemplati nella Raccolta M (aggiornamenti del 1982 all'edizione del 1978) erano le porcellane. In considerazione della particolare natura del materiale e del processo tecnologico di fabbricazione, già la Raccolta M obbligava il fabbricante a effettuare su tutti gli esemplari prove di selezione alle brusche variazioni di temperatura volte a eliminare quegli involucri che nascondessero all'interno del loro spessore delle difettosità. Inoltre, gli involucri isolanti in porcellana erano privi di saldature. Pertanto nella (3) dedicata a membrature realizzate in materiale isolante, il fattore K e il modulo di efficienza dei giunti Z non avrebbero avuto significato.

Viceversa nella (4) dedicata a membrature in materiale metallico, rinunciarono a incrementare il valore della pressione minima di scoppio in misura della minore affidabilità attribuibile a membrature realizzate mediante getto o con presenza di saldature non controllate al 100%, limitandosi a inserire i fattori che normalizzano la resistenza meccanica e lo spessore della membratura in prova rispetto ai valori minimi consentiti.

3.4. Prove di routine

Ottenuta la certificazione del prototipo il d.m. 1.12.80 impegna il costruttore a certificare per la produzione l'esecuzione di:

- una prova idraulica spinta fino a rottura su una membratura in materiale isolante per ogni lotto omogeneo costituito da un massimo di 100 esemplari, con esito positivo se la pressione di rottura risulta non inferiore a 4,25 volte la pressione di progetto;
- una prova idraulica su ciascuna membratura, a pressione pari a 3 volte la pressione di progetto per le membrature in materiale isolante e a 1,5 volte la pressione di progetto per quelle in materiale metallico;
- una prova pneumatica su ciascun contenitore assiemato, a pressione pari a 1,1 volte quella di progetto.

4. Il quadro normativo europeo

Con l'entrata in vigore della PED, mentre in Italia il d.m. 1.12.80 rimane riferimento di Legge per la costruzione e l'omologazione di recipienti a pressione di gas contenenti parti attive di apparecchiature elettriche, negli altri Stati membri regolamenti omologhi – seppure esistenti – vengono superati a favore di standard europei specifici del settore elettrico dove la classificazione principale tra i diversi contenitori avviene in base alle tensione elettrica di alimentazione delle parti attive che racchiudono.

Così, mentre il d.m. 1.12.80 tratta allo stesso modo tutti i contenitori a pressione di gas (con volume maggiore di 25 litri e pressione maggiore di 0,5 bar), gli standard europei richiedono differenti requisiti distinguendoli, in base alla tensione nominale, in media tensione (superiore a 1 kV e fino a 52 kV compresi) e alta tensione (oltre i 52 kV).

4.1. Lo standard europeo per la media tensione

Nel 1996 il Comitato Europeo di Normazione Elettrotecnica pubblica lo standard EN 50187 [2] dedicato ai comparti a pressione di gas per quadri di regolazione e controllo di corrente alternata con tensione di alimentazione da 1 kV fino a 52 kV. Tale standard era privo di distinzioni riguardo ai materiali utilizzati per la fabbricazione dei comparti, ulteriori limiti del suo campo di applicazione sono: pressioni di progetto fino a 3 bar e prodotto $P \times V$ non oltre i 2000 bar litro. Nel 2022 lo standard è stato aggiornato eliminando il limite massimo del prodotto $P \times V$ ed elevando la pressione di progetto massima a 5 bar.

4.1.1. Progettazione - Per la progettazione a pressione dei comparti, e qualunque sia il materiale con cui sono realizzati, lo standard prevede che si possano utilizzare anche strumenti diversi dal calcolo analitico per valutare tensioni e deformazioni, e pone la sollecitazione massima ammissibile pari a:

$$f_a = \frac{R_m}{3}$$

essendo R_m il valore minimo tabellare della resistenza a trazione alla temperatura di progetto del materiale, e 3 il coefficiente di sicurezza.

4.1.2. Prove su prototipo - Lo standard richiede inoltre che ogni comparto a pressione sia sottoposto a prove di tipo e di routine.

Le prove di tipo prevedono che il prototipo del comparto sia sottoposto a prova di pressione e – se dotato di dispositivo di sicurezza – che resista senza rompersi fino a pressione pari a 1,5 volte la pressione di taratura del dispositivo di sicurezza. Si ricordi che in genere questo tipo di apparecchi è protetto da dispositivi quali valvole di sicurezza o dischi di rottura, tarati a pressioni comprese tra 1,1 e 1,6 volte la pressione di progetto. Viceversa, se il comparto non è dotato di dispositivo di sicurezza, il suo prototipo dovrà resistere senza rompersi fino a pressione pari a 3 volte la pressione di progetto.

4.1.3. Prove di routine - Nelle prove di routine ogni comparto dotato di dispositivo di sicurezza deve superare senza alcun segno di danneggiamento una prova a pressione pari a 1,3 volte la pressione di progetto; per comparti privi di dispositivi di sicurezza, il valore della pressione di prova è pari a 2 volte la pressione di progetto.

4.2. Gli standard europei per l'alta tensione

Se l'apparecchio lavora con tensioni elettriche superiori ai 52 kV o se la pressione di progetto dei contenitori è maggiore di 5 bar, l'Europa fa riferimento a standard diversi a seconda del materiale con cui sono realizzate le membrane:

EN 50052 – involucri realizzati in getti di leghe di alluminio [3],

EN 50064 – involucri realizzati in leghe di alluminio lavorate alle macchine utensili [4],

EN 50068 – involucri realizzati in acciaio [5],

EN 50069 – involucri realizzati saldando getti di leghe di alluminio e pezzi in leghe di alluminio lavorati alle macchine utensili [6],

EN 50089 – comparti di contenitori metallici realizzati in materiali isolanti [7].

Si tratta di cinque standard redatti tra il 1986 e il 1992, e tutti oggetto di recenti aggiornamenti.

4.2.1. Involucri metallici - I primi quattro presentano una struttura estremamente simile, indicano tutti anche la VSR tra i codici di calcolo utilizzabili là dove è possibile il 'design by formula', definendo ciascuno la sollecitazione massima ammissibile come riportato nel prospetto seguente. Ove la geometria del comparto non permette di eseguire il 'design by formula' tutti gli standard citati prevedono l'esecuzione di una prova di pressione spinta fino a rottura (burst test) su un prototipo, oltre a prevedere - di routine - l'esecuzione di prove di pressione su tutti i comparti, a prescindere dal metodo con il quale se ne sia verificata la stabilità alla pressione di progetto.

Apportando solo semplificazioni trascurabili alle formule che gli standard EN 50064 e EN 50068 propongono per la determinazione della pressione minima di scoppio, si ottiene il prospetto:

STANDARD	DESIGN STRESS	BURST TEST	PROVE DI PRESSIONE DI ROUTINE
EN 50052	$f_d = \frac{R_m}{2 \cdot \sigma} \cdot CF$	$B = 3,5 \cdot \frac{P}{\sigma_E \cdot \tau_E}$	a $2 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni
EN 50064	$f_d = \frac{R_e}{1 \cdot \sigma} \cdot \nu$	$B = 2,3 \cdot \frac{P}{\sigma}$	a $1,3 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni
EN 50068	$f_d = \frac{R_e}{1 \cdot \sigma} \cdot \nu$	$B = 2,3 \cdot \frac{P}{\sigma}$	a $1,3 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni
EN 50069	$f_d = \frac{R_e}{2 \cdot 21} \cdot \nu$	$B = 3,5 \cdot \frac{P}{\sigma_E \cdot \tau_E}$	a $2 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni

essendo

R_m : il valore minimo tabellare della resistenza a trazione a temperatura ambiente della lega

CF : il fattore di qualità dei getti di lega di alluminio, pari a 0,8

TF : il fattore di affidabilità del test, pari a 0,875

R_e : il valore minimo tabellare della tensione di snervamento a temperatura ambiente della lega

ν : il coefficiente di saldatura: 1 se sono previsti CND, 0,75 se sono previsti solo esami visivi

4.2.2. Partizioni in materiale isolante - Lo standard EN 50089 dedicato alle partizioni di involucri metallici realizzate in materiale isolante merita alcune considerazioni specifiche: infatti, data la forma e il tipo di materiali con cui sono realizzate le partizioni, non prevede la progettazione mediante calcolo ma solo la verifica della stabilità delle membrature mediante prova a pressione su prototipo spinta fino a rottura; e pone il valore della pressione minima di scoppio pari a $B = 3 \cdot P$. Inoltre, prescrive una prova a pressione di routine a $2 \cdot P$ da eseguirsi su tutte le membrature in produzione.

STANDARD	DESIGN STRESS	BURST TEST	PROVE DI PRESSIONE DI ROUTINE
EN 50089	---	$B = 3 \cdot P$	a $2 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni

5. Riferimenti normativi a confronto

È possibile ora effettuare un confronto – limitatamente alle prove di pressione spinta fino a rottura per la verifica della stabilità delle membrature non calcolabili e alle prove di routine – tra gli standard europei e le regole della VSR.8.B.2.

5.1. Comparti di apparecchi per media tensione (i.e. da 1 kV a 52 kV) e con pressioni di progetto minori di 5 bar

	PROVA DI SCOPPIO SU PROTOTIPO		PROVE DI PRESSIONE DI ROUTINE
VSR.8.B.2.	$P_r \geq 4,25 \cdot \frac{R}{R_m} \cdot P$	membrature in materiale isolante	a $2 \cdot P$
	$P_r \geq 4,25 \cdot \frac{R}{R_m} \cdot \frac{s_2}{s_1} \cdot P$	membrature in materiale metallico	a $1,5 \cdot P$
EN 50187	$B = 1,5 \cdot P_{taratura}$	Comparti dotati di dispositivi di sicurezza	a $1,3 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni
	$B = 3 \cdot P$	Comparti privi di dispositivi di sicurezza	a $1,3 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni
			a $2 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni se realizzati in ceramica o resina epossidica o getti di leghe di alluminio

Il d.m. 1.12.80 e la VSR.8.B.2. distinguono le membrane solo in base al materiale con cui sono fabbricate: se pure progettate per pressioni massime di esercizio modeste, come in genere le membrane degli apparecchi per media tensione, la 'severità' con cui le regole (3) e (4) le verificano è sempre la stessa. Si pensi per esempio agli armadi per media tensione di forma quadrata, fabbricati con acciai standard e rinforzi saldati, contenenti boccole in resina epossidica, progettati per pressioni di neanche 1 bar: capita spesso che apparecchi di questo tipo non superino la prova di scoppio eseguita in conformità alla (4) non perché le lamiere d'acciaio cedano o le boccole si rompano, ma perché aumentando la pressione le forme quadrate si distorcono e gli o-ring di tenuta fuoriescono dalle loro sedi. In vista della sostituzione dell' SF_6 con gas meno dannosi per l'ambiente ma che richiederanno pressioni di riempimento maggiori, le pressioni minime di rottura che si dovranno raggiungere nella prova di scoppio aumenteranno ancora, finendo col risultare davvero troppo alte, soprattutto in considerazione dell'affidabilità che alcuni materiali e alcuni processi tecnologici hanno ormai raggiunto.

La EN 50187 invece prescrive prove – sia di tipo sia di routine – diverse in considerazione della presenza o meno di dispositivi a protezione dei comparti. I coefficienti di sicurezza che indica per le prove di scoppio sono comunque minori di quello della VSR.8.B.2. e non vi è alcun fattore di normalizzazione alle caratteristiche meccaniche minime consentite per il materiale che permetta di estendere l'esito positivo della prova a comparti eventualmente meno resistenti. In particolare, se per comparti in materiale metallico i coefficienti di sicurezza definiti dalla EN 50187 non destano preoccupazioni, non ci si sente di esprimere lo stesso giudizio nel caso di comparti in materiale isolante: membrane in resina epossidica da installarsi in apparecchi dotati di dispositivi di sicurezza tarati, per esempio, a $P_{taratura} = 1,4 \cdot P$ sarebbero soggette a prova di scoppio con $B = 1,5 \cdot P_{taratura} = 2,1 \cdot P$ su prototipo, e a prove di routine a $1,3 \cdot P$. Prove di pressione spinta fino a rottura su membrane prototipo di resina in cui basti superare di poco il doppio della pressione di progetto non sembrano offrire margini di sicurezza sufficienti. Senza considerare poi che col trascorrere del tempo i materiali plastici subiscono modifiche strutturali significative.

Infine, la rimozione del limite del prodotto $P \times V$ per il campo di applicazione della EN 50187 sembra non considerare come 'pericolo' l'energia immagazzinata nei contenitori. Se fossero in PED, con pressioni di progetto entro i 3 bar, ricadrebbero sempre al massimo in III categoria di rischio; viceversa, avendo portato il limite per la pressione di progetto a 5 bar, per volumi maggiori di 600 litri i contenitori ricadrebbero in IV categoria di rischio.

5.2. Partizioni in materiale isolante per apparecchi per alta tensione (i.e oltre i 52 kV) o con pressioni di progetto maggiori di 5 bar

	PROVA DI SCOPPIO SU PROTOTIPO	PROVE DI PRESSIONE DI ROUTINE
VSR.8.B.2	$P_r \geq 4,25 \cdot \frac{R}{D} \cdot P$	a $3 \cdot P$
EN 50089	$B = 3 \cdot P$	a $2 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni

Analoghe considerazioni valgono riguardo alle partizioni in materiale isolante installate in apparecchi per alta tensione o con pressioni di progetto maggiori di 5 bar. Anche in questo

caso il coefficiente di sicurezza per le prove di scoppio indicato dalla EN 50089 è minore del coefficiente di sicurezza indicato dalla VSR.8.B.2, e non vi è alcun fattore di normalizzazione alle caratteristiche meccaniche minime consentite per il materiale che permetta di estendere l'esito positivo della prova a partizioni eventualmente meno resistenti. I coefficienti di sicurezza più bassi indicati dalla EN 50089 preoccupano poi soprattutto in considerazione dell'invecchiamento cui sono soggetti i materiali plastici.

5.3. Comparti in materiale metallico per apparecchi per alta tensione o con pressioni di progetto maggiori di 5 bar

	PROVA DI SCOPPIO SU PROTOTIPO	PROVE DI PRESSIONE DI ROUTINE
VSR.8.B.2	$P_r \geq 4,25 \cdot \frac{R}{D} \cdot \frac{S_2}{\sigma} \cdot P$	a $1,5 \cdot P$
EN 50052	$B = 5 \cdot P$	a $2 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni
EN 50064	$B = 3,07 \cdot P$	a $1,3 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni
EN 50068	$B = 3,07 \cdot P$	a $1,3 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni
EN 50069	$B = 5 \cdot P$	a $2 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni

Viceversa, i coefficienti di sicurezza indicati dagli standard europei per le prove a pressione di tipo e di routine da eseguirsi su comparti in materiale metallico di apparecchi per alta tensione o con pressioni di progetto maggiori di 5 bar, seppure inferiori rispetto a quelli indicati dalla VSR.8.B.2, non preoccupano. Né preoccupa l'assenza di fattori di normalizzazione alle caratteristiche meccaniche minime consentite per il materiale che permetta di estendere l'esito positivo della prova di tipo a comparti eventualmente meno resistenti: per i getti di leghe di alluminio la variabilità delle caratteristiche meccaniche dei materiali è già considerata nel coefficiente di sicurezza pari a 5; nel caso di acciai o leghe di alluminio lavorati, si tratta comunque di materiali standardizzati, con variabilità delle caratteristiche meccaniche estremamente contenuta e tali che il rapporto tra la resistenza a trazione nominale e il valore minimo tabellare del materiale arriva a 1,2.

6. Membrature in materiale composito

Trattazione a sé meritano gli isolatori in materiale composito: si tratta in genere di tubi - cilindrici o troncoconici - in vetroresina fabbricati mediante 'filament winding' e utilizzati come contenitori a pressione di parti attive di apparecchiature elettriche per alta tensione. Richiedono flange per l'assemblaggio realizzate per lo più in leghe di alluminio collegate permanentemente al tubo in vetroresina mediante incollaggio. Vengono poi rivestiti con uno spessore di silicone alettato che non ha valenza strutturale.

La regola della VSR.8.B.2. per le prove di scoppio su membrature in materiale isolante, nata pensando alle porcellane e (forse) alle plastiche, è di difficile applicazione: qui si tratta di membrature ottenute dall'assemblaggio di materiali diversi, metallici (le flange) e isolanti fortemente ortotropici (i cilindri in vetroresina) - e dunque caratterizzati da comportamento tutt'altro che lineare - mediante incollaggi che sono delle vere e proprie ricette proprietarie dei fabbricanti di cui davvero poco se non nulla è dato sapere.

Di contro nessuno degli standard europei che abbiamo esaminato sembra applicabile:

- non la EN 50187 poiché raramente utilizzati in apparecchiature per media tensione e comunque caratterizzati da pressioni di progetto maggiori di 5 bar;
- non la EN 50089 poiché non sono partizioni isolanti inserite all'interno di contenitori, ma membrane a pressione vere e proprie.

Esiste invece uno standard internazionale per la loro produzione, l'IEC 61462 [8], cui fa riferimento la totalità dei fabbricanti europei; esso prevede varie prove del prototipo volte a caratterizzare i materiali – e in particolare i tubi in composito – sia dal punto di vista elettrico che meccanico, quali ad esempio:

- prova di bending: consiste nel sollecitare a flessione l'isolatore, misurando mediante estensimetri le deformazioni elastiche e plastiche;
- prove di pressione:
 - ✓ 1a fase - aumentata da zero a $2 \cdot P$, mantenuta per 5 minuti, riportata a zero – esito positivo se nell'isolatore non si rilevano deformazioni permanenti oltre il 5%;
 - ✓ 2a fase – aumentata da zero a $4 \cdot P$, mantenuta per 5 minuti, riportata a zero – esito positivo se nell'isolatore non si rilevano danneggiamenti visibili pur in presenza di deformazioni permanenti oltre il 5%.

Prevede inoltre:

- a campione: verifica dimensionale, prove meccaniche (di bending e di pressione a $2 \cdot P$), controllo non distruttivo degli incollaggi mediante liquidi penetranti,
- di routine: esame visivo, prova di pressione a $2 \cdot P$, prova di tenuta (con SF₆ o elio a pressione pari a P).

	PROVA SU PROTOTIPO	PROVE DI PRESSIONE DI ROUTINE
IEC 61462	$P_{prova} = 4 \cdot P$	a $2 \cdot P$ per 5 minuti senza deformazioni significative
VSR.8.B.2.	$P_r \geq 5,1 \cdot P$ (*)	a $3 \cdot P$
EN 50052	$B = 5 \cdot P$ (**)	a $2 \cdot P$ per 1 minuto senza rottura né deformazioni

(*) ponendo $\frac{R}{R_m} \cong 1,2$ nella VSR.8.B.2.2.b) in base ai valori che si riscontrano in genere nei certificati dei materiali

(**) prova di tipo per le flange, in genere realizzate in getto di leghe di alluminio, collegate permanentemente ai tubi in vetroresina: impossibile provare le une senza gli altri

Prove di pressione di tipo in cui il prototipo debba resistere a pressione $P = 4 \cdot P$ senza che si producano danneggiamenti visibili offrono margini di sicurezza ampi relativamente alla stabilità delle membrane alla pressione di progetto: si tratta di raggiungere valori delle pressioni minime di rottura solo di poco minori rispetto a quelli determinabili sia applicando la regola della VSR.8.B.2., sia applicando la EN 50052 in considerazione della presenza delle flange generalmente realizzate in fusioni di leghe di alluminio e incollate permanentemente ai tubi in composito.

7. Considerazioni finali e prospettive

Anche lo standard IEC 61462 è stato oggetto di recentissimi aggiornamenti, a conferma del fermento che vive il settore della normazione per apparecchiature elettriche in media e alta tensione, anche in vista della necessità di sostituire l'SF₆ con miscele di gas meno

dannose dal punto di vista ambientale e che tuttavia che dovranno essere compresse a pressioni sensibilmente maggiori per ottenere i medesimi poteri di interruzione a parità di dimensioni delle apparecchiature.

Da qui l'interesse di valutare punti di convergenza tra la normativa nazionale (d.m. 1.12.80 e la VSR.8.B.2) e gli standard europei. Riconsiderare i coefficienti di sicurezza nazionali utilizzati nelle prove di rottura anche in base all'evoluzione delle specifiche dei materiali è certamente possibile; si è coscienti tuttavia che tale rivisitazione debba basarsi su dati oggettivi e opportune sperimentazioni (già in corso) volte ad assicurare che le basi scientifiche ben si adattino agli impulsi dettati dalle regole del mercato europeo ed internazionale. Parere di chi scrive è che molto si possa fare: i materiali metallici sono 'generosi' e, se standardizzati, sono ottenuti con processi tecnologici e caratteristiche che li rendono affidabili; pertanto l'adozione di coefficienti di sicurezza minori non preoccupa particolarmente. I materiali compositi presentano valori di resistenza a trazione paragonabili a quelli di acciai ad alta resistenza meccanica; inoltre anche i processi tecnologici con cui i tubi in vetroresina vengono fabbricati e incollati alle flange si stanno standardizzando, e gli isolatori presentano dispersioni sempre minori delle loro caratteristiche meccaniche.

Destano invece preoccupazione i coefficienti di sicurezza bassi previsti per i materiali plastici (soggetti a rottura fragile come e più delle leghe di alluminio, oltre che a invecchiamento) soprattutto in considerazione del fatto che le produzioni di membrane, comparti, componenti in resina sono tutt'altro che standardizzate e le caratteristiche meccaniche dei prodotti presentano dispersioni elevate.

Gli studi di caratterizzazione delle specifiche meccaniche già in corso sui materiali compositi confermano la necessità di sopperire alla sommaria conoscenza dei processi produttivi (spesso per comprensibili strategie di protezione industriale dei produttori) valutando attentamente il valore dell'esperienza da cui sono maturate le regole della VSR.8.B.2., in particolare riguardo alla necessità di mantenere quel fattore di normalizzazione alle caratteristiche meccaniche minime consentite per il materiale che permette di estendere l'esito positivo dell'unica prova eseguita sul prototipo a tutte le membrane - eventualmente meno resistenti - della stessa produzione.

8. Bibliografia

[1] J. Ferino, I. Mazzei, A. Meleddu, E. Pichini. Progettazione e fabbricazione di attrezzature a pressione in composito: proposte per la caratterizzazione e l'accettazione dei materiali. Safap. 2021; pp. 17-27 – isbn 978-88-7484-709

[2] EN 50187:2022 - Gas-filled compartments for a.c. switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV

[3] EN 50052:2016 – High-voltage switchgear and controlgear - Gas-filled cast aluminium alloy enclosures

[4] EN 50064:2018 – High-voltage switchgear and controlgear. Gas-filled wrought aluminium and aluminium alloy enclosures

[5] EN 50068:2018 – High-Voltage Switchgear and Controlgear - Gas-filled wrought steel enclosures

[6] EN 50069:2018 – High-voltage switchgear and controlgear - Gas-filled welded composite enclosures of cast and wrought aluminium alloys

[7] EN 50089:2022 – High-Voltage switchgear and controlgear - Insulating pressurised partitions for gas filled metal enclosures

[8] IEC 61462:2023 - Composite hollow insulators – Pressurized and unpressurized insulators for use in electrical equipment with rated voltage greater than 1 000 V – Definitions, test methods, acceptance criteria and design recommendations

Gestione dell'integrità dei serbatoi di stoccaggio atmosferico: alcuni risultati recenti.

P. Bragatto¹, G. Ancione², M. F. Milazzo², E. Proverbio²

¹ Dipartimento di Ingegneria, Università Campus Bio-Medico

² Dipartimento di Ingegneria, Università di Messina

Abstract

I serbatoi di stoccaggio atmosferico fuori terra sono elementi importanti in molti stabilimenti "Seveso" e in passato non sono mancati, in Italia e in Europa, incidenti anche gravi. Dimensioni, pericolosità delle sostanze, meccanismi di deterioramento, invecchiamento e difficoltà di ispezione richiedono un approccio alla gestione dell'integrità simile a quella dei sistemi in pressione. La parte più critica è costituita dal fondo, che è difficile da controllare e soggetto a corrosione localizzata, con possibili perdite all'esterno e conseguenti danni per uomo e ambiente. Negli ultimi anni, sono state sviluppate soluzioni innovative per un controllo più efficace dei fondi. Scopo del lavoro è illustrare lo stato dell'arte della ricerca in questo ambito, con particolare riferimento ai risultati ottenuti da una collaborazione fra Università di Messina e Inail, svoltasi nell'ambito del programma BRIC/2018. In particolare, sfruttando la statistica degli estremi di Gumbel ed il teorema di Bayes, è stato sviluppato un sistema predittivo che è in grado di definire la vita utile residua (RUL) e fornire i dati per la pianificazione delle ispezioni. Il modello è stato validato facendo riferimento ai dati di 23 grandi serbatoi, presenti negli stabilimenti petroliferi italiani. In totale sono state considerate le spessimetrie eseguite su oltre 2500 lastre. In fase di validazione lo scostamento fra risultati del modello e misure reali è risultato entro i limiti del 1%. Strumento essenziale per aiutare gestori di stabilimenti Seveso, consulenti ed ispettori a trasferire nell'esercizio i risultati è il "quaderno di ricerca INAIL n.20", prodotto a coronamento dell'attività di sviluppo.

Keywords: serbatoi atmosferici, statistica degli estremi, teorema di Bayes, monitoraggio integrità, vita utile residua.

1 Contesto e obiettivi

1.1 Criticità nella gestione dei serbatoi atmosferici negli stabilimenti Seveso

Nel settore petrolifero i grandi serbatoi verticali per lo stoccaggio fuori terra a pressione atmosferica sono strutture essenziali per terminali marittimi, depositi e raffinerie. Per le dimensioni, i quantitativi e la pericolosità di materie prime e prodotti contenuti, i serbatoi atmosferici sono spesso elementi critici ai fini del D.Lgs. 105/2015 sulla prevenzione degli incidenti rilevanti. Per gli stessi motivi, anche nel

settore chimico, tali attrezzature rientrano fra quelle da controllare con maggiore attenzione per prevenire incidenti. I serbatoi, costruiti di solito con lastre saldate di acciaio al carbonio, sono soggetti, nel tempo, a varie forme di deterioramento. Sulle pareti interne il deterioramento è dovuto alla natura corrosiva di alcuni prodotti, all'accumulo indesiderato di acqua sul fondo e, in alcuni casi, alla presenza di popolazioni batteriche negli idrocarburi. Mantello e tetto, all'esterno sono soggette alla corrosione e all'erosione per gli agenti atmosferici; mentre la parte esterna del fondo è soggetta all'azione corrosiva del suolo. Per prevenire e controllare i fenomeni corrosivi si adottano varie misure, compresi trattamenti superficiali specifici interni ed esterni, protezione catodica per le parti a contatto del suolo, nonché periodiche verifiche di integrità, incluse misure spessimetriche. I serbatoi restano in esercizio senza problemi per almeno cinquanta anni e, quando necessario, possono essere riparati con la sostituzione delle parti più deteriorate (e.g. fondo, prima virola).

1.2 Esperienza operativa

Nell'esperienza dell'industria di processo, i serbatoi contribuiscono per almeno un terzo agli incidenti dovuti all'invecchiamento, come confermato da alcuni studi su larga scala dell'OECD e dell'EU. In Europa, fra gli incidenti chimici più gravi, quelli per i quali è obbligatorio trasmettere le informazioni alla banca dati e-mars, si contano una dozzina di eventi legati a forature sul fondo interno. Sui serbatoi atmosferici vi sono vari tipi di incidenti, inclusi incendi ed esplosioni, innescati da malfunzionamenti di parti mobili, incluso il tetto galleggiante oppure risultate da catene incidentali originate da altri incidenti o fenomeni naturali. Lo scenario più frequente, sul quale è concentrata l'attenzione della presente memoria, è però quello della perdita dal fondo con inquinamento del suolo e della falda sottostante, con eventuali inquinamenti di fiumi, laghi, spiagge ecc. Anche nell'esperienza operativa italiana eventi di minori conseguenze dovuti a corrosione con fori passanti sono registrati non solo sui fondi, ma anche sul trincarino e sulla prima virola del mantello. I fori passanti sono l'ultimo stadio di forme di corrosione localizzate, che partono da piccole cavità distribuite in modo casuale, e che evolvono in una forma di pitting (vaiolatura). I fondi del serbatoio poggiano su piattaforme di cemento impermeabilizzate e le perdite dal fondo dovrebbero finire nel bacino di contenimento; tuttavia, se anche la parte in cemento è danneggiata le conseguenze sull'ambiente esterno sono inevitabili [1;2].

1.3 Inquadramento tecnico normativi

A differenza delle attrezzature in pressione, la costruzione, l'esercizio e le verifiche di integrità e funzionalità dei serbatoi atmosferici non sono soggetti ad una legislazione specifica. Per la costruzione e l'esercizio di serbatoi in pressione si fa riferimento alle norme tecniche dell'American Petroleum Institute API. Per le verifiche di integrità e funzionalità esistono obblighi cogenti solo in casi particolari, fra cui i serbatoi all'interno di stabilimenti soggetti ad autorizzazione integrata ambientale ex D.Lgs 152/2006 (e.g. raffinerie, impianti petrolchimici) e i depositi costieri, per i quali si

applica la legislazione navale R.D. 30 marzo 1942, n. 327 e s.m.i., che prevede verifiche su base triennale. Il D.Lgs. 105/2015 non fa riferimento a nessuna tipologia impiantistica specifica, ma in depositi, raffinerie e petrolchimici, i serbatoi sono sicuramente da considerare attrezzature critiche, essendo una loro rottura sufficiente ad innescare un incidente rilevante. Le attrezzature critiche all'interno del sistema di gestione devono essere oggetto di un piano di controlli e verifiche adeguato ad assicurare nel tempo l'integrità e funzionalità. Nella pratica corrente le verifiche di integrità per le parti interne prevedono misure di spessore eseguite con tecniche ultrasuoni UT, in particolare su tutte le lastre del fondo e del trincarino. La maggior parte dei fenomeni corrosivi sono di tipo localizzati e si cerca di individuare i punti che possano portare ad un eventuale foratura. Le misure vengono eseguite, per ogni lastra, su almeno cinque punti. Un'alternativa recente alla misura ad ultrasuoni è la misura a perdita di flusso magnetico MFL, che copre in modo integrale la lastra, e rileva in corrispondenza di una perdita di materiale ferroso una perdita di flusso magnetico. Lo strumento è molto più ingombrante dello spessimetro UT, tuttavia, dove non ci siano problemi di accessibilità, la tecnica MFL è preferita perché aumenta considerevolmente la probabilità di trovare un eventuale difetto [3]. Queste misure vengono svolte in modo sistematico solo con il serbatoio fuori servizio, previo svuotamento, pulizia e bonifica. Le indicazioni delle norme di buona tecnica suggeriscono una frequenza decennale di ispezione, anche se questa periodicità può essere estesa o ridotta come discusso nel seguito. Nel caso in cui, durante un'ispezione si trovi una o più lastre ammalorate si provvede a sostituirla, in modo da ridurre il rischio di perforazione.

1.4 Sviluppi tecnici recenti

Fra due ispezioni successive, nell'ultimo decennio è diventato pratica corrente fare ricorso a misure indirette come quella delle emissioni acustiche AE. La misura è analoga a quella utilizzata sui recipienti in pressione. Il principio di misura è quello di ricostruire, da una serie di sensori acustici posti alla base del mantello, la posizione e l'estensione dei difetti attivi presenti sul fondo. Questo tipo di misura, eseguito su base triennale, è riconosciuta valida ai fini della legislazione AIA e della legislazione navale. Si tratta di una misura soggetta a molte difficoltà operative ed interferenze. L'esperienza delle AE sui serbatoi atmosferici è molto varia nei diversi contesti. Mentre in alcuni lavori si è dimostrata una consistenza fra i difetti rilevati a serbatoio pieno con le AE e difetti rilevati con tecniche dirette (UT o MFL) sui serbatoi fuori servizio; nella pratica corrente le misure AE risultano attendibile solo per preselezionare i danneggiamenti maggiori [4;5].

Negli ultimi anni vi è stata una certa attenzione allo sviluppo di metodi matematici più sofisticati per studiare meglio l'evoluzione dei danneggiamenti rilevati in fase di ispezioni e sviluppare un sistema previsionale attendibile sull'evoluzione della corrosione sul fondo del serbatoio, con particolare riferimento ai difetti che possono dare origine ai temuti fori passanti. In particolare, nella presente memoria è descritto sinteticamente un metodo che consente, partendo dalle condizioni iniziali verificate

sulle lastre, di prevedere nel tempo la distribuzione delle profondità dei difetti. Il metodo è stato sviluppato nell'ambito del progetto BRIC/MAC4PRO (2019-2022) e ha lo scopo di fornire valutazioni attendibili da poter applicare con tranquillità nelle decisioni sull'estensione della vita utile residua dei serbatoi, programmare le fermate e sfruttare al meglio le informazioni derivanti da misure indirette. La sezione 2 è tutta dedicata al metodo. Molti dettagli sono stati sacrificati alla necessaria brevità di trattazione, e si rimanda alle pubblicazioni specifiche BRIC e in particolare al quaderno di ricerca INAIL per un approfondimento sui vari passaggi matematici e sui dati utilizzati per sviluppare e validare il metodo [6]. La sezione 3 è dedicata alla discussione delle altre tecniche emergenti in ambito sensoristico e prognostico e alle loro potenzialità per una gestione più efficace dei fondi dei serbatoi, in particolare nei contesti con pericolo di incidente rilevante. Infine, l'ultima sessione fornisce qualche indicazione concreta a beneficio dei gestori e degli ispettori Seveso.

2. Metodo prognostico applicato all'integrità dei fondi

Il metodo parte da una particolare attenzione alla distribuzione delle dimensioni dei difetti, in particolare della profondità. Le misure UT sono per natura puntuali e sono eseguite su un numero limitato di posizioni. Le misure MFL attraverso l'elaborazione del dato permettono una mappa di misura più fitta, ma soggetta comunque ad una incertezza sull'esatta posizione e profondità del punto di assottigliamento maggiore. È proprio da uno dei punti di maggiore profondità che si arriverà al foro passante. Anche se questo punto "estremo" può sfuggire alla misura, si può ottenere la distribuzione dei punti più profondi da cui arguire qual è il limite del massimo difetto presente al momento dell'ispezione. È un tipico problema di statistica degli estremi, nella quale tutto l'interesse è sul massimo della distribuzione, in questo caso la maggiore profondità (ovvero il minimo spessore) possibile. Si tenga presente che i fondi di serbatoio in uso nell'industria petrolifera sono costituite da numero di lastre saldate che tipicamente va da 100 a 300 e più e per ogni lastra il numero minimo di punti è 5 per le misure UT e molti di più nel caso di misure MFL. Nei casi UT, tipicamente si hanno fino a un migliaio di punti misurati per ogni serbatoio, nel caso MFL, almeno un ordine di grandezza in più.

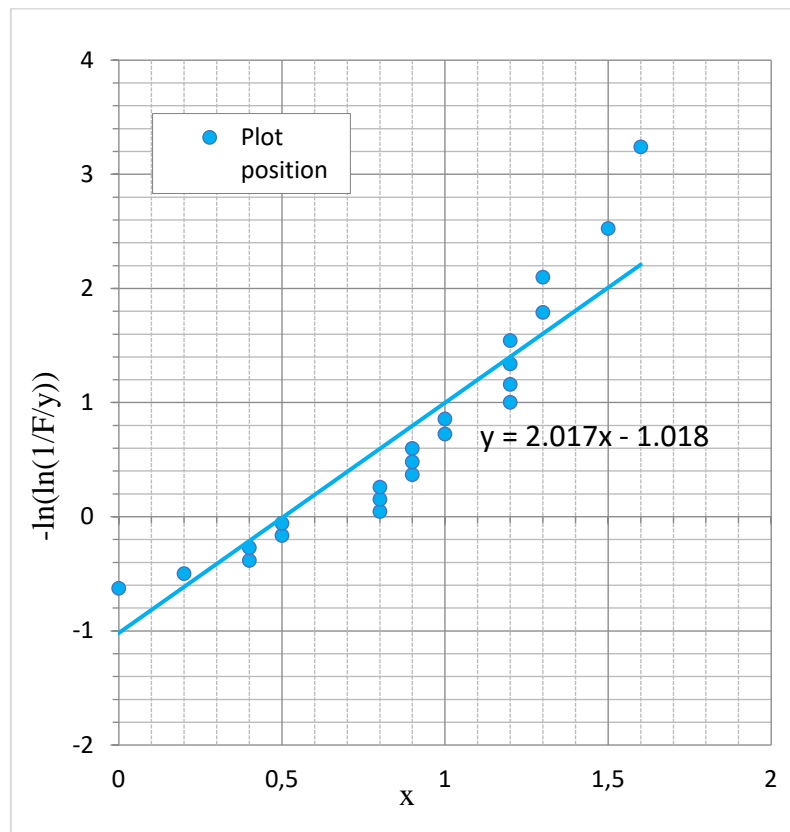


Figura 1. Esempio illustrativo di grafico plot positions

2.1 Distribuzione dei punti descritta con la distribuzione di Gumbel

Lo studio della distribuzione è un passo essenziale, perché permette di individuare il massimo danno possibile. La distribuzione doppio esponenziale di Gumbel [7] è considerata la migliore funzione per lo studio degli estremi statistici ed è ampiamente usata in molti settori ed è stata applicata da vari autori anche a problemi di pitting [8]. La formula più semplice e nota della funzione di Gumbel è la seguente:

$$F_I(x) = \exp \left[-\exp \left(\frac{x - \beta}{\alpha} \right) \right] \quad (1)$$

dove: x = massima profondità di corrosione per ogni lastra costituente la pavimentazione del fondo del serbatoio (differenza tra spessore nominale e spessore misurato); $F(x)$ = funzione probabilità cumulata; α e β = parametri della distribuzione (rispettivamente parametro di scala, di posizione). I due parametri α e β che caratterizzano la curva di Gumbel permettono di descrivere in modo completo la distribuzione. Il grafico può essere linearizzato introducendo una variabile ridotta (y), che consente di riscrivere l'equazione (1) nella forma (3):

$$y = \frac{x - \beta}{\alpha} \quad (2)$$

$$y = -\ln \left[\ln \left(\frac{1}{F(y)} \right) \right] \quad (3)$$

La probabilità cumulata può essere calcolata semplicemente mediante l'equazione:

$$F(y) = \frac{i}{N+1} \quad (4)$$

dove: N = numero totale di misure di profondità di corrosione; i = rango della misura.

Tracciando y in funzione di x, si ottiene una linea retta (plot position), la cui pendenza e intercetta sono $1/\alpha$ e $-(\beta/\alpha)$. Il parametro di posizione β è la moda della distribuzione, ovvero il valore di corrosione più frequente, mentre il valore di α rappresenta la dispersione dei pit. La rappresentazione attraverso la plot position, anche se meno intuitiva, è molto potente. In particolare, estrapolando la retta y si può trovare l'intercetta con il valore di x massimo accettabile, corrispondente allo spessore minimo accettabile [9]. Il valore suggerito nelle norme di buona tecnica è di 2,5 mm. Nella figura 1 viene presentata la plot position relativa alle misure dei punti condotte a tempi differenti per due serbatoio rappresentativo; nella tabella 1 i corrispondenti valori di α e β e le probabilità di pit critico.

2.2 Previsione dell'evoluzione temporale con il teorema di Bayes

La linearizzazione della distribuzione dei pit ha una grande potenzialità. Può essere infatti utilizzata anche per applicare il teorema di Bayes [10]. Partendo da una distribuzione a priori di α si può fare una previsione a posteriori della distribuzione stessa ad un certo tempo t successivo. Lo stesso si può fare con la distribuzione di β . Le formule per l'applicazione dell'inferenza Bayesiana sono le seguenti:

$$\chi''(\alpha|x) = \frac{\chi'(\alpha) \cdot f(x|\alpha)}{\int \chi'(\alpha) \cdot f(x|\alpha) \cdot d\alpha} \quad (5)$$

$$\lambda''(\beta|x) = \frac{\lambda'(\beta) \cdot f(x|\beta)}{\int \lambda'(\beta) \cdot f(x|\beta) \cdot d\beta} \quad (6)$$

dove: $\chi'(\alpha)$ e $\chi''(\alpha|x)$ = distribuzioni di probabilità a priori e a posteriori di α al tempo t; $\lambda'(\beta)$ e $\lambda''(\beta|x)$ = distribuzioni di probabilità a priori e a posteriori di β al tempo t; $f(x|\alpha)$ e $f(x|\beta)$ = funzioni di verosimiglianza; x = massima profondità di corrosione.

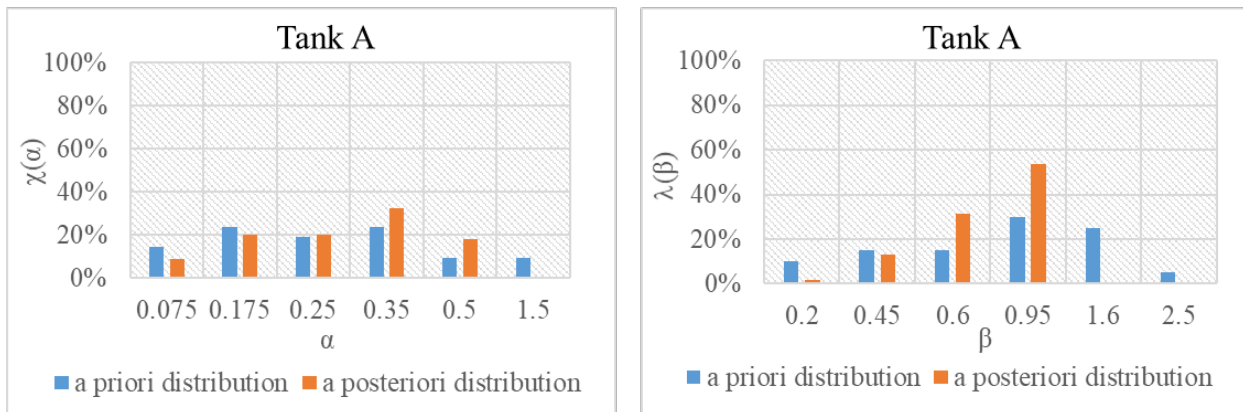


Figura 2. Distribuzioni a priori e posteriori dei parametri di scala e posizione

L'utilizzo della formula di Bayes consente, a partire dalla distribuzione presente dei pit, di valutare la probabilità del danno massimo atteso (ovvero la perforazione del fondo del serbatoio) a distanza di un tempo Δt e da questo stimare di vita utile residuo RUL, definito come il tempo entro il quale il serbatoio può essere esercito con una probabilità di rottura al di sotto dei limiti massimo accettato. Utilizzando ispezioni passate relative a gruppi di serbatoi con caratteristiche simili, è stato possibile determinare la distribuzione dei parametri a un dato tempo (distribuzione di probabilità a priori). Per applicare le equazioni (5) e (6) è necessario disporre delle distribuzioni a priori dei valori di α e di β attesi dopo gli ulteriori anni di utilizzo del serbatoio. Questa è forse la fase più importante del lavoro, perché, se non si dispone di altri dati che le misure eseguite al tempo T_1 , l'unica possibilità è ricorrere alle distribuzioni di α e di β che possono essere reperiti dalle fonti di letteratura tecnica e scientifica [11;12;13]. Migliori risultati si possono avere se la distribuzione a priori viene da dati misurati a tempi diversi su attrezzature simili. Il quaderno INAIL [6], in particolare, utilizza le misure eseguite nel tempo su una popolazione di oltre 2500 lastre che costituiscono il fondo di 23 serbatoi, rappresentativi delle tipologie più comuni nell'industria petrolifera italiana.

2.3 Stima della vita utile residua

L'ultimo passaggio è la stima della vita utile residua, detto comunemente RUL (residual useful life), che è dato dall'intervallo di tempo, che intercorre dall'ultima ispezione, per il quale, con un dato valore di probabilità $P(x_s > x_{limite})$, potrebbe essere raggiunto un perdita di spessore superiore al limite che compromette la sicurezza del sistema. La soglia limite accettabile per lo spessore residuo dovrà essere fissata tenendo conto dello spessore iniziale e mantenendo comunque un ragionevole criterio prudenziale. L'indicazione di uno spessore residuo pari a 2,5 mm per lastre di spessore di 8 mm è coerente con le buone pratiche riconosciute. La stima del tempo di vita può essere effettuata per valori di probabilità cumulata pari a 95% e 99%, tenendo comunque presente del margine di sicurezza introdotto nella scelta dello spessore minimo. Dalle distribuzioni dei pit per il calcolo del RUL vanno anche

tolti eventuali punti presenti su lastre ammalorate, sostituite con lastre nuove, per le quali le condizioni iniziali si presuppongono ottime.

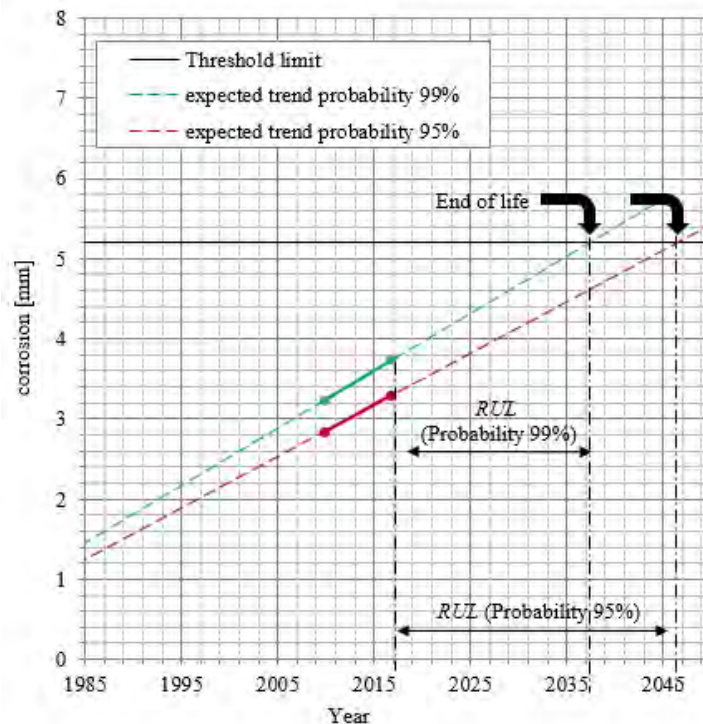


Figura 3. Esempio di uso della curva plot position per determinare la RUL.

2.4 Validità e applicabilità del metodo

Il metodo qui delineato è stato validato sulle due principali tipologie di serbatoi, a tetto fisso e a tetto variabile. Le previsioni sulle distribuzioni di α e β su lungo periodo sono state confrontate con le misure realmente eseguite. In entrambi i casi è risultata una certa sovrastima del danno atteso. La differenza fra spessori previsti e spessori misurati, nei casi studio considerati, resta al di sotto dei $50 \mu\text{m}$, corrispondente ad un valore non viene rilevato durante le ispezioni con gli UTM e MFL [14]. Il fatto di poter disporre di una funzione di distribuzione a priori credibile è molto importante. Le distribuzioni in letteratura, incluse quelle del citato quaderno possono essere un buon punto di partenza, ma i gestori che hanno in carico un certo numero di serbatoi simili, possono creare una distribuzione di α e di β tutta basata sui dati proprietari, raccolti nel tempo; anzi il confronto fra le previsioni fatte e le misure successive possono costituire un ulteriore elemento di affinamento delle misure.

3 Tecniche emergenti

Nel settore dei serbatoi atmosferici, capire come sono le condizioni del fondo fra una ispezione e l'altra è una continua sfida alla ricerca tecnologica. Estendere in sicurezza l'intervallo fra due fermate complete aumenterebbe la disponibilità della attrezzatura, ridurrebbe i costi di gestione e ridurrebbe anche i rischi occupazionali legati alle complesse operazioni di bonifica e all'accesso all'interno.

3.1 Nuove tecnologie di misura

Le misurazioni con il serbatoio in servizio, fatte con la tecnica delle emissioni acustiche AE, sono molto utili per trovare conferme sulle condizioni dei fondi. La qualità di tali informazioni è condizionata ad una esecuzione particolarmente accurata delle misurazioni [15]. Dalle misure AE è possibile trarre informazioni sulla posizione dei difetti che hanno la caratteristica di propagare, più difficilmente sulla loro dimensione. In questo ambito, l'obiettivo di superare i limiti e avere, in esercizio, dati confrontabili con quelli ottenuti durante le fermate spinge la ricerca verso tecnologie innovative. Al momento sono stati sperimentati robot con capacità di movimento autonomo che possono essere calati all'interno del serbatoio pieno, fornendo misure di spessore puntuali con tecniche di tipo UT, paragonabili in qualità con le misure convenzionali. La tecnologia è già disponibile, anche se le applicazioni sono ancora pionieristiche [16;17]. Un'altra possibilità interessante è quella delle misure con la tecnica delle onde guidate GW. Si tratta di una tecnica abbastanza nota e applicata da anni per individuare a distanza difetti nelle tubazioni. L'idea base è che i difetti ritornano un segnale asimmetrico a differenza delle saldature che hanno una simmetria assiale. L'estensione ad oggetti come i fondi di serbatoi che, a differenza dei tubi, non hanno simmetria assiale presenta difficoltà da un punto di vista del software di elaborazione. Anche nel caso delle lastre, tuttavia, abbiamo saldature disposte in modo regolare e continuo a differenza dei difetti che sono sparsi casualmente all'interno delle lastre. Anche questo metodo ha superato la fase dimostrativa, ma è ancora limitato ad applicazioni pionieristiche [18;19].

3.2 Numerosità dei dati e Prognostica

Attraverso i metodi prognostici più avanzati, come quello descritto alla sezione 2, è possibile fare delle previsioni sull'evoluzione dei fenomeni tanto più attendibili quanti più dati si dispongano sul singolo serbatoio e sui serbatoi simili. Le misure di tipo MFL, che rappresentano al momento le migliori tecniche per ispezionare i fondi dei serbatoi vuoti, forniscono una numerosità adeguata di dati, ma è anche importante disporre delle misure fatte nelle fermate precedenti per avere dati storici utili per una migliore applicazione del metodo. Disponendo, in particolare, di dati storici a tempi diversi si possono trasformare le distribuzioni a posteriori calcolate ad un certo anno T in distribuzioni a priori da usare per l'applicazione di Bayes dopo un certo numero di anni [14]. Nel tempo la raccolta sistematica di tutti le misure di spessore dei serbatoi, fondo, fasciame e tetto, è comunque premiante perché, al di là del particolare metodo scelto, permettono di ricostruire l'intera vita dei serbatoi sviluppando le conoscenze e le capacità necessarie per una gestione ottimale.

3.3 Gemelli digitali e Realtà Aumentata

Le disponibilità a breve di tecnologie commerciali più efficaci per la misura in servizio, unitamente a tecniche prognostiche più credibili e robuste, apre prospettive nuove alla gestione delle attrezzature. In base alle misure fatte con il serbatoio fuori servizio

le tecniche prognostiche potranno supportare la decisione di accorciare o estendere il tempo fra un'ispezione e l'altra. In caso di estensione significativa rispetto alla convenzionale indicazione di ispezione decennale, si potranno integrare misure qualitative di tipo AE con misure più accurate (robot o GW) che ad un intervallo fissato diano conferma o meno delle indicazioni prognostiche. Un modo efficace per utilizzare assieme la numerosità dei dati fornite dalle misurazioni fuori servizio ed in servizio e le potenzialità dei nuovi modelli prognostici è la creazione di un modello digitale del serbatoio, che opportunamente alimentato consente di valutare e decidere facendo riferimento ad immagini di sintesi del serbatoio, del fondo e delle altre parti critiche. Le immagini del gemello digitale possono essere viste su qualsiasi dispositivo (computer o smartphone); ma sono particolarmente efficaci se presentati con le tecniche di realtà aumentata AR, come discusso in alcuni lavori recenti [20].

4. Conclusioni

Le procedure per la gestione dei serbatoi devono prevedere una fermata periodica con svuotamento e bonifica e successiva misura degli spessori dei fondi, eseguita con tecnica MFL ove gli spazi consentano l'accesso della strumentazione, integrata con misure UTM ove l'accesso non sia possibile. Le misure eseguite nel tempo vanno registrate e conservate in modo da avere uno storico delle distribuzioni di difetti. Sulla base della distribuzione di "pit" ai tempi successivi è possibile fare delle previsioni accurate e attendibili sul tempo di vita atteso fino a che la probabilità che lo spessore minimo, in corrispondenza del pit più profondo, resti al di sotto di un minimo accettabile. Spessore critico accettabile e probabilità massima accettabile andranno decisi all'interno del sistema di gestione, ma valori rispettivamente di 2,5 mm per lo spessore e 1% per la probabilità sembrano del tutto ragionevoli. L'indicazione di una fermata decennale del serbatoio è ragionevole, ma ove le condizioni rilevate durante la fermata fossero buone, il calcolo del RUL eseguito con il metodo descritto, può supportare una ragionevole estensione dell'intervallo, integrandole, se non già richieste esplicitamente dagli obblighi di legge, con misure di emissioni acustiche ad intervalli triennali. Al contrario se le condizioni non sono incoraggianti il calcolo del RUL deve essere fatto comunque per calcolare il momento a cui anticipare la successiva fermata con ispezione. Quanto sopra descritto si applica ai serbatoi a fondo singolo. I serbatoi a doppio fondo sono una novità e, anche se hanno ormai una certa diffusione, sono tutti abbastanza nuovi e i problemi di invecchiamento sembrano lontani. Tuttavia, una buona gestione comincia dall'inizio del ciclo di vita. Il doppio fondo non risolve, infatti, ogni problema e anche se gli intervalli di ispezione raccomandati sono doppi è bene tenere uno storico delle misure e potere di volta in volta aggiornare il calcolo del RUL e seguire il successivo invecchiamento.

Le tecnologie di misura sono in forte sviluppo e così pure i metodi prognostici. Si può immaginare che a breve queste entrino anche nella pratica corrente aumentando le possibilità di gestione in sicurezza dei serbatoi di stoccaggio atmosferico fuori terra. Per applicare le opportunità emergenti i gestori e gli ispettori Seveso possono trovare

un buon aiuto nel citato quaderno di ricerca INAIL, che fornisce numerosi suggerimenti pratici sull'argomento.

Ringraziamenti

Il lavoro è stato finanziato da INAIL all'interno del progetto BRIC 2018, ID 11 "MAC4PRO". Gli autori ringraziano Donatella Giacometti e Maria Virginia Coccia di "unem" (unione energie per la mobilità) per il prezioso supporto.

Bibliografia

- [1] EUR, report no. 26331 (2013) Corrosion Related Accidents in Petroleum Refineries. Wood, M. H., Arellano, A. V., & Van Wijk, L. EU Commission Joint Research Centre
- [2] OECD, 2017, Environment, Health and Safety Publications, Series on Chemical Accidents, No. 29, Ageing of hazardous installations, ENV/JM/MONO/2017/9, Paris, F
- [3] Kasai, N. Sekine, K. Maruyama, H. (2004). Influence of Corrosion Products on Magnetic Flux Leakage Signals in Inspection of Farside Metal-loss Defects in Oil Storage Tank Bottom Floors. Journal of the Japan Petroleum Institute 47 19-26
- [4] Papasalouros, D., Bolas, K., Kourousis, D., & Anastasopoulos, A. (2014). Acoustic emission tank floor testing: A study on the database of tests and follow-up inspections. Proceedings of the 31st European Working Group on Acoustic Emission, Dresden, D.
- [5] Sakamoto, H., Sekine, K., Maeda, M., Suzuki, H., 2013. Development of improved AE evaluation technique for corrosion damage in bottom plates of above-ground oil tanks in service. Journal of the Japan Petroleum Institute 56 (5), 298-303.
- [6] Giusi Ancione, Paolo Bragatto, Canio Mennuti, Maria Francesca Milazzo, Edoardo Proverbio; 2023 Tecniche avanzate per la gestione dei serbatoi di stoccaggio atmosferico INAIL Quaderno Di Ricerca N.20 ISBN 978-88-7484-784-6
- [7] Gumbel E.J., 1958, Statistics of Extremes, Columbia University Press, New York.
- [8] Shibata T., 1991, Evaluation of corrosion failure by extreme value statistics, ISIJ International 31(2), 115-121.
- [9] Milazzo, M.F., Ancione, G., Bragatto, P., Mennuti, C. (2021) Assessment of the perforation risk for atmospheric storage tanks containing solvents Chemical Engineering Transactions, 86, pp. 259-264.
- [10] Kasai N., Mori S., Tamura K., Sekine K., Tsuchida T., Serizawa Y., 2016, Predicting maximum depth of corrosion using extreme value analysis and Bayesian inference, International Journal of Pressure Vessels and Piping 146, 129-134.
- [11] American Petroleum Institute API, RP 581 (2016) Risk-Based Inspection Methodology 3rd edition Washington USA
- [12] EEMUA - The Engineering Equipment and Materials Users Association, 2014, Users' guide to the inspection, maintenance and repair of aboveground vertical cylindrical steel storage tanks, P159 4th ed. EEMUA London, UK.

- [13] Health & Safety Executive (HSE), 2002, Guidelines for use of statistics for analysis of sample inspection of corrosion. Research report n. 016.
- [14] Milazzo, M.F., Ancione, G., Bragatto, P., Proverbio, E. (2022) A probabilistic approach for the estimation of the residual useful lifetime of atmospheric storage tanks in oil industry *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 77, art. no. 104781,
- [15] Yuyama, S., Yamada, M., Sekine, K., & Kitsukawa, S. (2007). High pressure institute of japan recommended practice for acoustic emission testing for corrosion in the bottom plate of aboveground tanks. *Materials evaluation*, 65(9), 888-892.
- [16] Anvo, R. Sattar, T. Gan, T.H. Pinson, I. (2018). Non-destructive Testing Robots (NDTBOTs) for In-Service Storage Tank Inspection. *Journal of Mechanics Engineering and Automation*. 8. 103-109
- [17] Feng, Y., Yang, Y., & Huang, B. (2019). Corrosion analysis and remaining useful life prediction for storage tank bottom. *Int.Journal of Advanced Robotic Systems*, 16(5)
- [18] Cailly, W., Walaszek, H., Brzuchacz, S., Zhang, F., & Lasaygues, P. (2021). Assessment of Long-Range Guided-Wave Active Testing of Storage Tanks. *Journal of Physics: Conference Series* 1761 (1) 012008.
- [19] Zhao, Y., Wu, Z., Li, D., Zhang, Y., & Guan, G. (2020). Intelligent computing methods used in acoustic emission and magnetic flux leakage detection of tank bottom. *IEEE International Conference on Power, Intelligent Computing and Systems (ICPICS)*
- [20] Ancione, G.; Saitta, R.; Bragatto, P.; Fiumara, G.; Milazzo, M.F. The Use of Augmented Reality for the Management of Equipment Ageing with a Virtual Sensor. *Appl. Sci.* 2023, 13, 7843.

Strategie SW e tecniche HW di prevenzione dei danni metallurgici per surriscaldamento locale, di tubi catalitici in forni per steam reforming, correlato con le fasi di avvio e spegnimento del forno

E. Di Ponzio¹, A. Alvino², N. Altamura³, A. Mele¹, F. Dibello⁴

¹Inail - Uot di Taranto

²Inail - Dit

³Inail - Uot di Bari

⁴ENI Raffineria di Taranto

Abstract

L'attività proposta con il presente lavoro ha lo scopo di valorizzare e portare a condivisione i risultati dell'applicazione sperimentale - su un forno di steam reforming per produzione di idrogeno - di migliorie apportate all'impianto sia mediante design innovativo dei componenti, sia mediante un controllo software più evoluto e accurato della conduzione della combustione, in un contesto di asset integrity.

La strategia che si intende verificare nella sua efficacia è relativa al bilanciamento delle fasi di accensione/spegnimento dei bruciatori, basato su algoritmi di predizione ed ottimizzazione (utilizzando dati di processo e immagini termografiche) con regolazione prima-durante-dopo le fasi di esercizio suddette.

La tutela dello stato di conservazione delle membrature esposte a fiamma, con minimizzazione/eliminazione dei fenomeni di danno da surriscaldamento localizzato, rappresenta uno degli obiettivi principali di prevenzione dell'invecchiamento e rimane quindi di fondamentale interesse la messa a punto di tecniche di ottimizzazione delle variabili del processo di combustione, una volta fissata la geometria costruttiva.

Keywords: asset integrity, steam reforming, affidabilità e sicurezza in esercizio, life cycle assessment.

1. Introduzione

Lo steam reforming catalitico (SR) è un processo industriale utilizzato per la produzione di idrogeno a partire da idrocarburi leggeri della serie satura (metano, etano propano, butano) e vapore. Esso si basa su due step: il primo (denominato reforming primario) permette la trasformazione degli idrocarburi di partenza in idrogeno molecolare (H₂) e monossido di carbonio (CO), mediante una reazione con vapor d'acqua, in presenza di un catalizzatore al nichel; il secondo, detto reforming secondario, vede reagire il vapore acqueo con il monossido di carbonio prodotto

nello step precedente e una piccola percentuale residua di idrocarburi per dare altro idrogeno molecolare e anidride carbonica (CO₂). Poiché l'intero processo è endotermico, è necessario un notevole apporto di calore perché esso avvenga: le condizioni operative di un impianto di reforming, pertanto, non possono prescindere da un adeguato riscaldamento, mediante appositi bruciatori, dei componenti in cui si fa avvenire la reazione, ossia dei tubi catalitici. Proprio per questo motivo, una delle principali cause di danno negli impianti di reforming è il surriscaldamento dei componenti. Esso è infatti il principale promotore di fenomeni quali lo scorrimento viscoso, il dusting, la carburizzazione e l'invecchiamento dei materiali.

Nel bilancio energetico del processo, la reazione più delicata è quella di reforming primario, poiché si tratta di una reazione endotermica e perché richiede la presenza di un catalizzatore al nichel [2].

Si è potuto osservare, a seguito di danni strutturali emersi dopo pochi anni di funzionamento, che si rendono necessari sia miglioramenti delle tecniche di conduzione, nonostante la robusta esperienza pratica posseduta dal personale di controllo sia analisi dei dati e successiva messa a punto di modelli di predizione delle sequenze di apporto/sottrazione di calore ai tubi stessi.

La protezione da surriscaldamento di tubi catalitici nei forni per produzione di idrogeno mediante steam reforming, tipicamente costituiti da acciai ad elevato tenore di Ni e Cr (ASTM A 351/A608/A297, DIN GX10NiCrNb3220 per citarne alcuni), riguarda in particolare le fasi di avviamento e spegnimento del forno.

I danneggiamenti metallurgici riscontrabili durante l'esercizio possono essere prevenuti, se non del tutto eliminati, mediante elementi/tecniche di protezione organizzati in due macro-classi: "locale" e "globale" ulteriormente suddivisibili in sottocategorie.

Giova ricordare che nelle più recenti realizzazioni per portate di produzione di decine di migliaia di Nm³/h, la tipologia costruttiva della camera di combustione prevede una disposizione dei bruciatori ortogonale all'asse dei tubi catalitici. Di seguito si elencano le tipiche architetture dei forni per SR più diffusi:

- top fired
- foster wheeler terrace wall
- side wall fired
- altri tipi meno frequenti basati sugli stessi principi suindicati

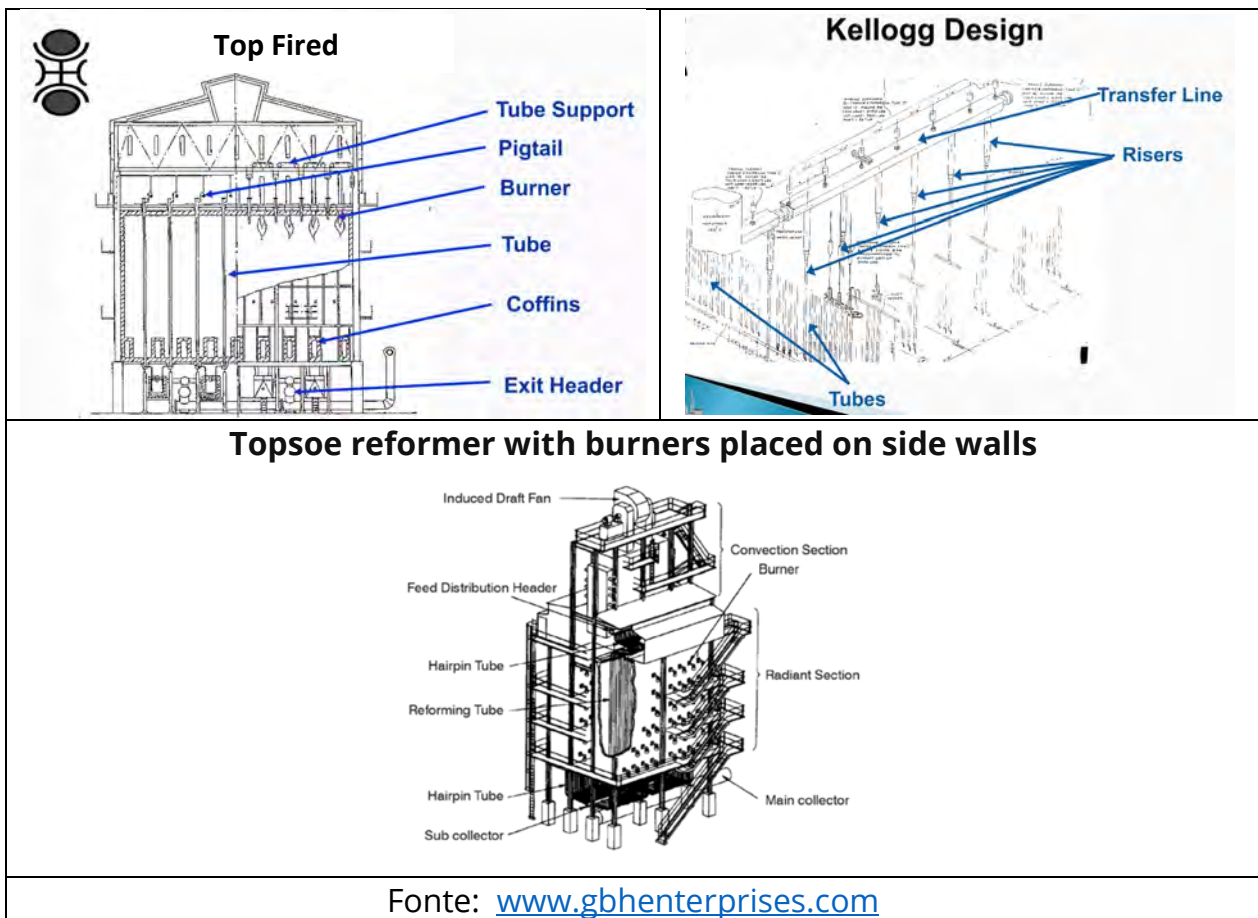


Figura 1

2. Descrizione impianto e contesto operativo

Il forno dell'impianto di produzione dell'idrogeno della Raffineria di Taranto - F4401 del tipo SIDE WALL fig. 01 - è preposto alla produzione di idrogeno ad elevata purezza per alimentare la rete comune a servizio delle altre Unità utilizzatrici. Il forno può essere alimentato con gas naturale o con GPL, oppure una miscela dei due. È suddiviso in 4 sezioni principali: desolforazione, reforming, conversione CO e separazione dell' H_2 .

Lo schema della sezione di reforming dell'impianto è riportato nella fig. 02.

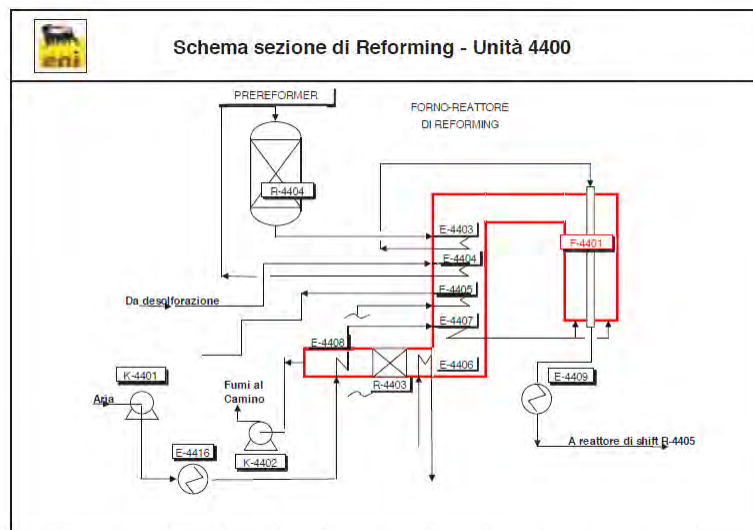


Figura 2. Schema sezione di reforming impianto di produzione idrogeno – U4400

Durante il Safap 2018 [5] è stata presentata una memoria che trattava e valutava il ciclo di vita del suddetto impianto, le criticità riscontrate sui materiali nonché le strategie di manutenzione ridefinite a valle dell'analisi.

Ai fini del presente lavoro, sono stati presi in esame ulteriori aspetti gestionali e impiantistici, del contesto operativo locale, ritenuti strategici per la salvaguardia dell'integrità strutturale dell'item "FORNO" che si possono sintetizzare come segue:

- Aggiornamento/adequamento ed ottimizzazione, delle procedure in uso per la conduzione del forno (accensione e spegnimento), agendo sulle variabili: *pressione del combustibile ai bruciatori (P fuel gas); composizione chimica variabile del combustibile fuel gas (soprattutto nei transitori di avvio ordinario e post fermata di manutenzione (M.T.A. maintenance turnaround).*
- Introduzione di nuove tecnologie software e algoritmi per il controllo in esercizio e in caso di blackout.
- Valorizzazione dei dati di funzionamento relativi alla rilevazione termografica in continuo dei tubi contenenti il catalizzatore.

I suddetti aspetti hanno candidato l'U4400 alla sperimentazione innovativa da parte di ENI e TOPSOE, fabbricante del forno, ritenuta dagli autori meritevole di trattazione nel presente lavoro, in considerazione della particolarità dello stabilimento, classificato di soglia superiore ai sensi del D.Lgs. 105/15 (recepimento della direttiva SEVESO III) e pertanto dotato di SGS-PIR, per il quale particolare rilievo rivestono le procedure di gestione dell'invecchiamento nonché i piani di miglioramento continuo, ai quali possiamo ricondurre il tema qui trattato. I sistemi tecnologici, pur rientrando tra quelli definiti di allarme e blocco, non agiscono su parametri critici connessi a scenari incidentali e pertanto non si fa riferimento al momento ad eventuali impatti sulle analisi di affidabilità e sicurezza dell'unità critica F4401.

2.1 Elementi tecnico-gestionali considerati

Dopo aver subito i meccanismi di danno dei tubi catalitici [1][6][7], con il gestore sono state analizzate le criticità di esercizio e di conduzione che, condivisi con il costruttore del forno, hanno portato all'individuazione delle variabili del processo ottimizzabili quali:

- la variabilità della *pressione del carburante* (fuel gas) ai bruciatori
- *la composizione chimica del combustibile "fuel gas"* prodotto in stabilimento e suscettibile di miscelazione non costante, con conseguente variazione del suo potere calorifico
- *le accensioni* (a freddo e a caldo – hot restart) e gli *spegnimenti* per esigenze di fermata (controllati) o per blackout improvviso (non critico)
- la geometria e la *configurazione di accensione* dei bruciatori (sequenza)
- l'esperienza del *personale addetto alla conduzione* (cambio generazionale).

Le proposte di miglioramento del ciclo hanno avuto tutte come obiettivo comune la minimizzazione dell'errore di valutazione dei gradienti termici di parete dei tubi.

2.2 Modello di interpretazione

I punti di lavoro dei bruciatori del forno, si possono considerare distribuiti in uno spazio (fig. 03), in cui la variabile dipendente - portata aria comburente (V_{ac}) - risulterà ampiamente variabile a causa della dispersione delle grandezze del piano orizzontale, l'analisi chimica (A.C.) del fuel gas e la sua pressione (P_{fg}) del combustibile, variabili in modo quasi casuale.

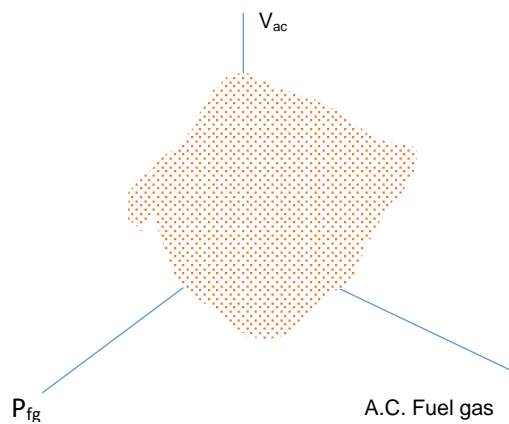


Figura 3. Variabili del processo di combustione – punti di lavoro

La conduzione manuale precedente non permetteva di ottimizzare la combustione, ma soprattutto la distribuzione stabile del calore alle pareti dei tubi, in fase di accensione dei bruciatori.

L'esito dell'analisi dei dati di combustione si è in prima istanza concretizzato con l'eliminazione dei cosiddetti HOT RESTART, tipici dei riavvii dopo arresti improvvisi,

che non prevedevano ne permettevano il totale raffreddamento, a temperatura ambiente, e la ripartenza cosiddetta a "freddo".

È stato adottato quindi un sistema di controllo automatico, sia di rilevazione continua delle variabili A.C e P_{fg} , sia di calcolo in tempo reale della portata volumetrica dell'aria comburente alle sezioni dei bruciatori.

In fig. 04 si riporta l'architettura del sistema di misura, regolazione e controllo integrato a DCS.



Figura 4. Architettura del sistema di controllo generale OFF-TFM

Un output atteso è stato il modello della configurazione geometrica della sequenza di accensione dei bruciatori (fig. 05) che operano trasversalmente all'asse dei tubi e su più file a quota differente (si rimanda allo schema costruttivo per la loro disposizione sulle pareti della camera di combustione).

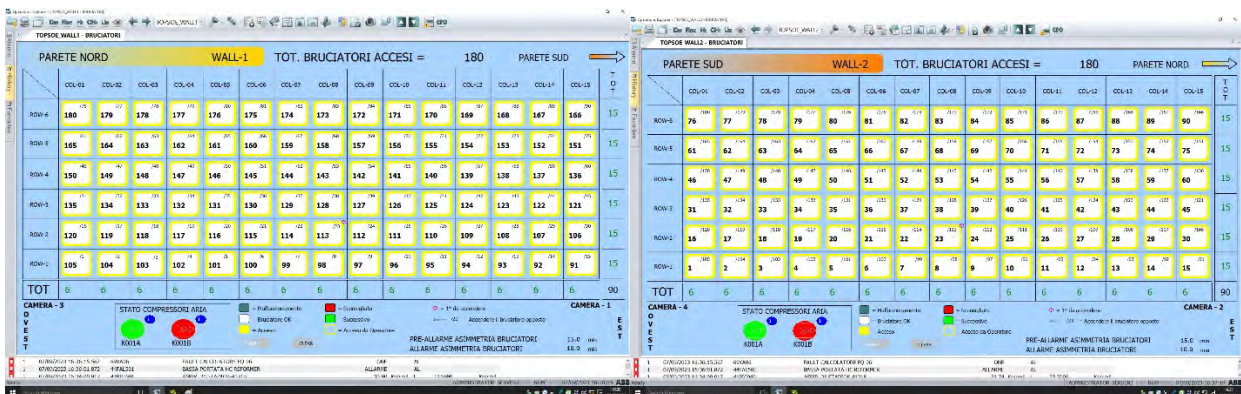


Figura 5. Esempio di mappa del "Burner status" (in giallo bruciatori accesi, verde accensioni successive, rosso sconsigliata accensione)

Il costruttore ha proposto una soluzione basata su due sistemi di controllo integrati denominati TFM (Topsoe Furnace Manager) e (OFF) Over-Firing Protection.

Il TFM è da considerarsi un livello aggiuntivo del sistema di protezione da surriscaldamento del forno, necessario per riportare nel DCS (Distributed Control System) di stabilimento. Esso in sostanza diventa il sistema di supporto alle decisioni

per il conduttore dell'impianto per assicurare il migliore apporto termico, ai tubi catalitici durante i transitori e la marcia del forno stesso.

2.2.1 Over Firing Protection

L'OFPP è definito nello schema seguente (fig. 06).

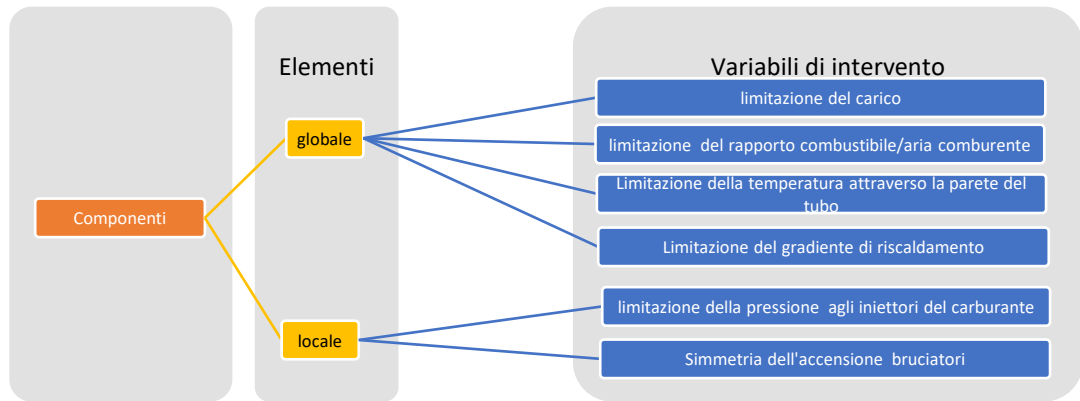


Figura 6. Panoramica dei componenti del sistema OFPP

Di seguito si riporta una descrizione degli elementi rilevanti di OFPP, evidenziando i potenziali ambiti di miglioramento dell'esperienza operativa, conseguibili e misurabili, grazie ad un approccio rigoroso di raccolta, analisi e interpretazione dei dati.

L'OFPP è progettato per proteggere i tubi catalitici di reforming primario dal surriscaldamento durante l'avvio, i cambi di carica, lo spegnimento e in generale i transitori di funzionamento. I suoi componenti si suddividono in 2 sezioni operanti a livello locale e globale nel forno.

2.2.1.1 Elementi di livello globale

Variabili di intervento globale.

a) Limitazione del carico

La mancata corrispondenza tra l'apporto di calore al reformer primario e l'assorbimento di calore sia come calore di reazione che, come calore sensibile, può causare il surriscaldamento dei tubi del catalizzatore del reformer primario. Pertanto, è importante non fornire più calore del necessario.

I calcoli necessari per la limitazione del carico tengono conto delle seguenti relazioni tra i parametri del processo:

$$Q_{MAX} = (Q_{REF} + Q_{FURN}) \cdot 1.6 \cdot FAC \quad (1)$$

Dove

Q_{REF} - calore trasferito al gas di processo, kcal/h.

Q_{FURN} - calore contenuto nei fumi, kcal/h

1.6 - Fattore di conversione in equivalenti gas di scarico PSA

FAC - parametro adimensionale di regolazione del carico, che può essere regolato se Q_{max} non è appropriato a causa della deviazione nella perdita di calore o di altre incertezze.

Il predefinito valore di FAC è 1.0 e può essere regolato solo con l'approvazione del supervisore di turno.

Si omette la struttura dei calcoli che conduce alle variabili della relazione (1)

b) Limitazione del rapporto combustibile/aria comburente

I bruciatori devono essere sempre alimentati con aria sufficiente per garantire una combustione completa al fine di prevenire la combustione incontrollata nella sezione radiante del reformer.

Durante l'avviamento grandi quantità di aria vengono inviate al reformer attraverso i bruciatori, che non hanno ancora lo stato di acceso. Ciò significa che il flusso d'aria di combustione e il contenuto di ossigeno, nel condotto al camino di scarico, non sono indicatori affidabili della fornitura di aria ai bruciatori accesi e quindi non possono essere utilizzati per garantire una combustione completa.

La pressione dell'aria di combustione, richiesta per i bruciatori, può essere calcolata in base alla pressione del combustibile e la temperatura dell'aria comburente. Tuttavia, la pressione dell'aria di combustione deve essere almeno pari a 40 mmHg.

c) Limitazione della temperatura attraverso la parete del tubo

L'impatto dell'entità del surriscaldamento si avvale di due misurazioni della temperatura: temperatura attraverso la parete (BWT) e temperatura del gas di processo all'uscita del reformer.

Tra queste due temperature, la seconda ha un ritardo e quindi la risposta più veloce, in caso di riscaldamento eccessivo, può essere ottenuta monitorando il BWT. Oltre alla limitazione del carico, la limitazione del BWT fornisce anche una protezione "globale" dal riscaldamento eccessivo dei tubi del reformer primario. Si riporta di seguito il BWT ritenendolo parametro fondamentale per la conoscenza dei potenziali danni ai tubi.

$$BWT_{SP} = \min \left[BWT_{100\%}, \left\{ \begin{array}{ll} 600^{\circ}C & \text{if } Cap \leq 3\% \\ \frac{(A \cdot 30 + B - 600^{\circ}C)}{30} \cdot Cap + 600^{\circ}C & \text{if } 3\% < Cap < 30\% \\ A \cdot Cap + B & \text{if } Cap \geq 30\% \end{array} \right\} \right] \quad (2)$$

dove $A = 3.23^{\circ}C$; $B = 765^{\circ}C$

$$Cap = capacity (\%) = \left(\frac{M_{PG}}{16868} \right) \cdot 100 \quad (3)$$

MPG (kg/h) portata di gas di processo al punto di miscelazione con vapore

d) Limitazione del gradiente di riscaldamento

Durante il riscaldamento del reformer dallo stato freddo fino alla normale temperatura di esercizio, il gradiente massimo di aumento della temperatura è di 50°C/h, attraverso la parete del tubo (*BWT*), avendo a riferimento la temperatura di processo del gas in uscita (*T_{out}*) e la temperatura nel reformer. Questa limitazione serve a proteggere il refrattario del reformer e il collettore freddo per consentire la dilatazione termica delle tubazioni calde.

Nella fase iniziale del riscaldamento del reformer, la temperatura aumenterà subito dopo l'accensione di un bruciatore con gradiente superiore a 50°C/h per alcuni minuti. Pertanto, l'aumento della temperatura deve essere basato su l'aumento della temperatura media oraria.

$$\frac{d(BWT)}{dt} \leq 50^\circ\text{C/h} \text{ AND } \frac{d(T_{out})}{dt} \leq 50^\circ\text{C/h} \quad (4)$$

2.2.1.2 Elementi di livello locale

a) Limitazione della pressione agli iniettori

Per garantire un'efficiente distribuzione del calore, senza surriscaldamento durante l'avviamento, è fondamentale mantenere la pressione del carburante più bassa possibile accendendo il maggior numero possibile di bruciatori. Ciò si ottiene forzando la pressione del collettore del carburante a un valore corrispondente alla fiamma stabile, con minimo rilascio di calore del bruciatore (ovvero 2,0 mbar g), fino al 50% dei bruciatori accesi.

Il numero di bruciatori utilizzati per questa limitazione e la pressione del bruciatore dovrebbero essere definiti durante la messa in servizio (fig. 07).

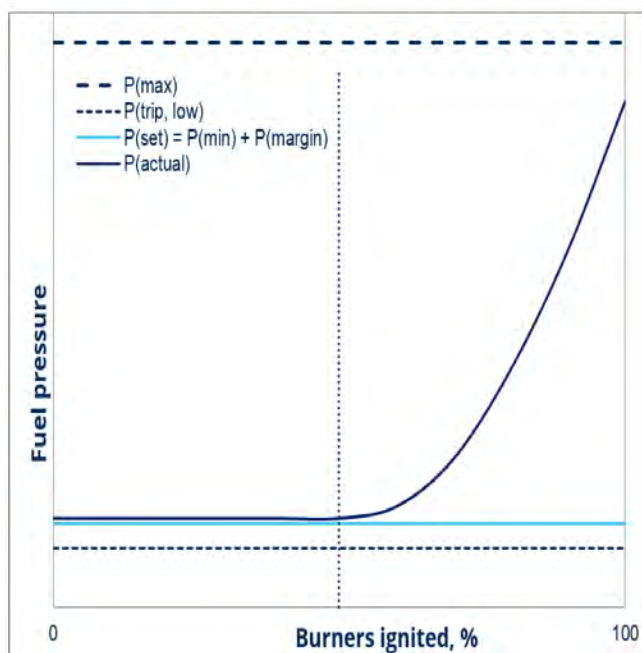


Figura 7. Esempio di set-up della pressione del carburante, leggermente superiore al valore di stabilità della fiamma.

b) Simmetria della configurazione di accensione dei bruciatori

Durante l'avviamento, è importante accendere i bruciatori secondo uno schema particolare per garantire che la distribuzione del calore sia il più uniforme possibile e che non vi sia un riscaldamento locale concentrato.

In fig. 08 si riporta un esempio di schema di accensione:

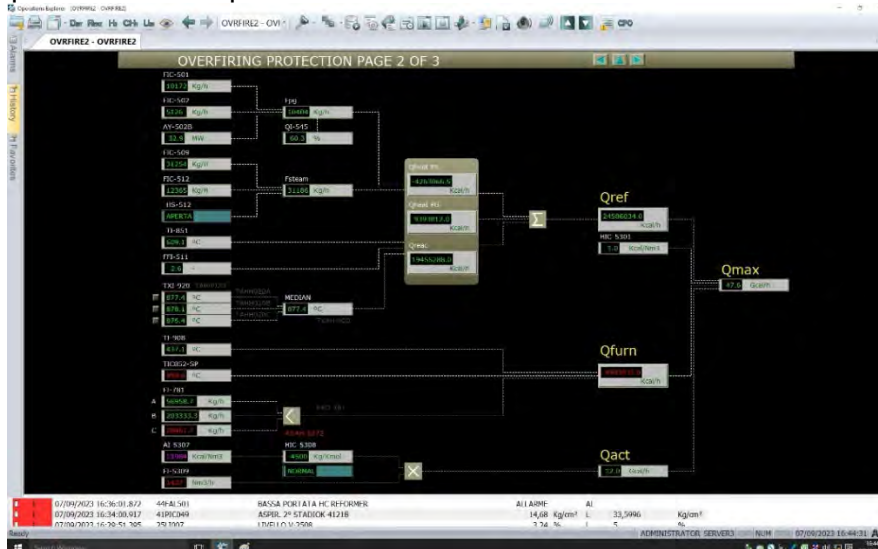


Figura 8. Dati di ingresso ai bruciatori per la protezione globale

Ciò può essere ottenuto seguendo una particolare sequenza di accensione del bruciatore. OFP lo fa in modo proattivo *consigliando all'operatore* di seguire la sequenza simmetrica di accensione del bruciatore come di seguito.

1. Accendere ogni terzo bruciatore nella seconda fila (dal basso)
2. Accendere ogni terzo bruciatore della quarta fila
3. Accendere ogni terzo bruciatore della terza fila
4. Accendere ogni terzo bruciatore della quinta fila

Inoltre, il sistema OFP controlla, durante l'avvio, il rispetto della sequenza di accensione dei bruciatori suggerita e blocca l'aumento del flusso di combustibile ai bruciatori, se non rispetta la simmetria di accensione suggerita.

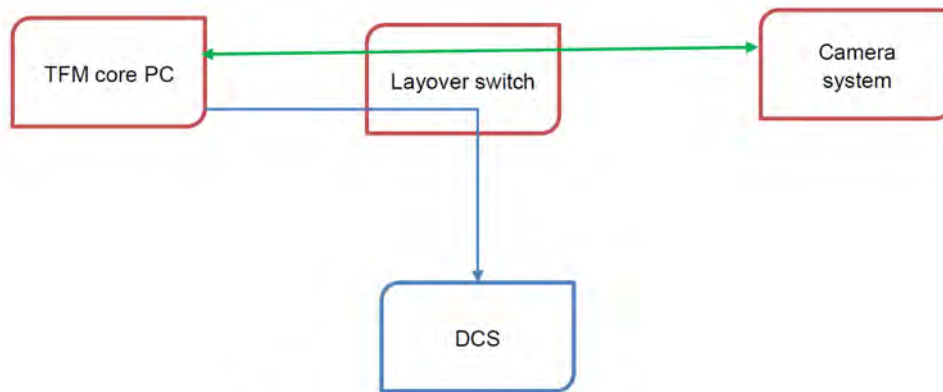
Assicura poi:

- un simile schema di accensione dei bruciatori, sulle pareti opposte nella camera del forno.
- una differenza minima tra il numero di bruciatori accesi in corrispondenza di ogni colonna.
- di evitare l'accensione di bruciatori adiacenti a meno che non si ottenga una distribuzione adeguata del calore.
- la mancata accensione dei bruciatori della fila superiore e inferiore durante la prima accensione.

2.2.2 TOPSOE FURNACE MANAGER (TFM)

Il TFM opera in combinazione con l'OFP per fornire il massimo livello di protezione contro il surriscaldamento dei tubi catalitici del reformer primario (asset integrity). La

rilevazione in linea della fiamma, all'interno del forno, consente l'input automatico al modello di accensione del bruciatore (fig. 09) e, quindi, garantisce meno interazione umana.



Typical communication architecture of the TFM with OFP program

Figura 9. Schema di integrazione funzionale

Si riportano di seguito le cause di un'asimmetrica configurazione di accensione dei bruciatori, per meglio comprendere la strategia affidata all'OFP +TFM.

1. Se due (2) o più bruciatori sulla parete opposta non vengono accesi entro dieci (10) minuti.
2. Se un (1) bruciatore sulla parete opposta non viene acceso entro quindici (15) minuti.
3. Se si verificano due (2) o più delle seguenti condizioni:
 - A. i bruciatori adiacenti in una fila vengono accesi quando meno del 40% dei bruciatori in quella fila sono accesi
 - B. i bruciatori adiacenti in una colonna vengono accesi quando solo un (1) bruciatore è acceso in quella colonna
 - C. la differenza tra il numero di bruciatori in ciascuna colonna è superiore a uno (1)

Infatti, la sollecitazione termica dei tubi, contrapposti ai bruciatori disposti come in (fig. 10), è conseguenza della mappa geometrica degli stessi bruciatori che ha rappresentato il primo dato monitorato in esercizio, rispetto alla procedura stabilita in origine dal costruttore del forno.

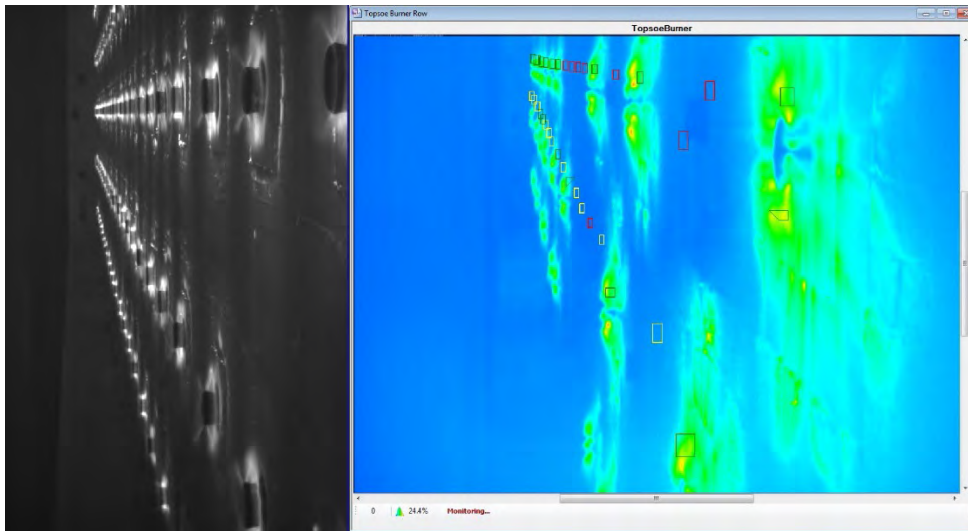


Figura 10. Vista della camera di combustione e mappe termiche di input all'algoritmo, come visibili all'operatore, con rettangoli colorati in riferimento allo stato del burner

E' stata quindi installata una serie di termoscanner allo scopo di rilevare, alle diverse quote corrispondenti alla posizione dei bruciatori e per tutta la camera di combustione, le mappe termografiche (fig. 10) delle pareti ove sono collocati i bruciatori, per la successiva determinazione/stima dei gradienti termici di profondità, verso il catalizzatore.

Il sistema meccanico di posizionamento delle termocamere è di tipo retrattile (fig. 11), in quanto in caso di anomalia (es. singola temperatura di raffreddamento) estrae la termocamera per preservarne l'integrità, ed è graficamente riportato di seguito.

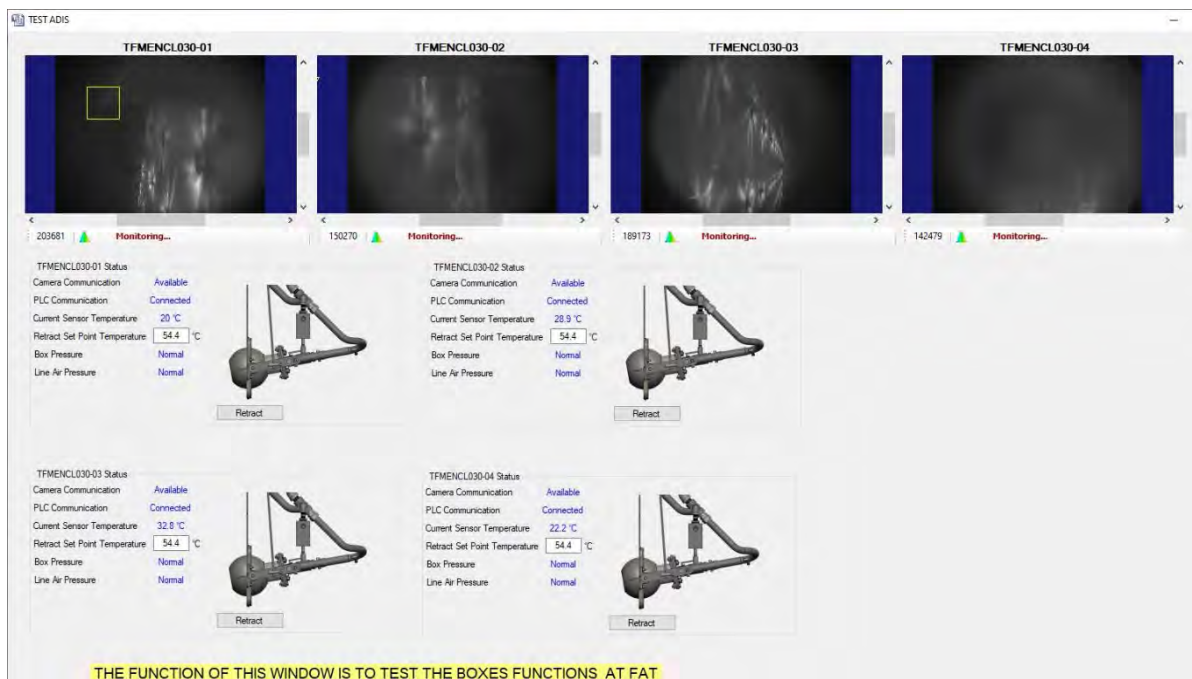


Figura 11. Esempio di stato della termocamera e del sistema retrattile di protezione (inserita o estratta)

Nel sistema DCS viene aggiunta una matrice dei bruciatori dove vengono registrati quelli accesi.

- **Manualmente:** quando un bruciatore viene acceso, l'operatore del pannello selezionerà l'accensione del bruciatore nel sistema DCS dopo la conferma da parte dell'operatore sul campo
- **Automaticamente:** L'accensione dei singoli bruciatori verrà registrata dal (TFM) mediante le termocamere montate sulle pareti terminali del reformer. Inoltre, le telecamere forniscono una panoramica visiva delle condizioni del forno. Sulla base della matrice dei bruciatori, il sistema DCS conterrà informazioni (numero e posizione) su quale bruciatore è acceso e terrà traccia di quanti bruciatori sono accesi. Il sistema TFM controllerà la simmetria e aiuterà l'operatore a stabilire quale bruciatore dovrà essere acceso successivamente. Se viene rilevata un'accensione asimmetrica, un segnale Acceso/Spento verrà inviato al controllore automatico, impedendone qualsiasi attivazione con aumento del riscaldamento, finché è presente una distribuzione asimmetrica del calore.

2.3 Risultati

Sono stati ottenuti dei pattern reali in cui si evidenzia una distribuzione più uniforme del flusso di calore sulle pareti dei tubi catalitici e l'assenza di danneggiamento delle membrane.

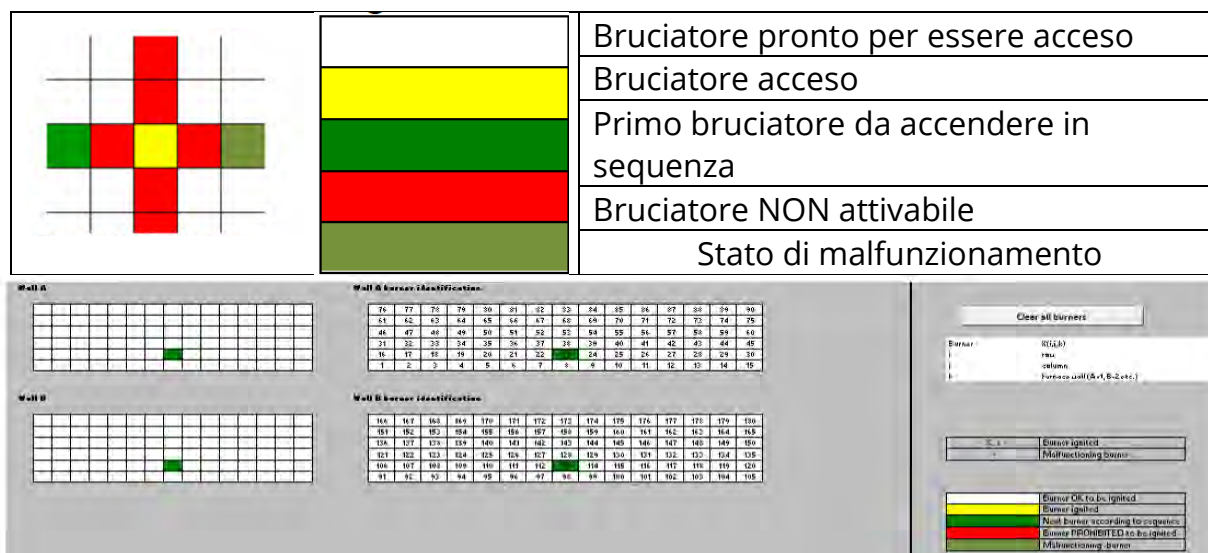


Figura 12. Esempio e legenda dello stato dei bruciatori

Con riferimento alla fig. 12 si può quindi comprendere come l'implementazione di questo tool, per la sequenza di accensione dei bruciatori, supporti decisioni quali:

- Suggestire uno schema simile di accensione dei bruciatori posti su pareti opposte all'interno di un forno (con un ritardo temporale minore)

- Ridurre al minimo la differenza tra il numero di bruciatori accesi in ciascuna colonna del forno.
- Suggestire di non accendere i bruciatori speculari o mal funzionanti e bruciatori in posizioni simili nella camera, finché non viene acceso almeno il 30% dei bruciatori totali del reformer.
- Suggestire di non accendere i bruciatori adiacenti in fila fino a quando non viene acceso il 40% dei bruciatori in quella fila.
- Suggestire di non accendere i bruciatori di colonne adiacenti, fino a quando non vengono accesi almeno 2 bruciatori in quella colonna.

Fa eccezione l'accensione dei bruciatori nella fila più in basso.

- Suggestire l'accensione dei bruciatori nelle due file più alte, solo dopo che il 30% dei bruciatori sono accesi nelle righe 2, 3 e 4.

Ciò potrebbe non essere fattibile durante il riavvio a caldo.

Pertanto, la sequenza iniziale di accensione del bruciatore proposta per l'avviamento a freddo è risultata la seguente:

SEQUENZA	RIGA BRUCIATORI	% di BRUCIATORI ATTIVI
1	2 [^]	30%
2	4 [^]	30%
3	3 [^]	30%
4	5 [^]	30%
5	1 [^]	30%
6	6 [^]	30%

Il controllo di simmetria è gestito con il supporto di uno strumento interattivo, integrato nel DCS, per la sequenza di accensione fig. 13.

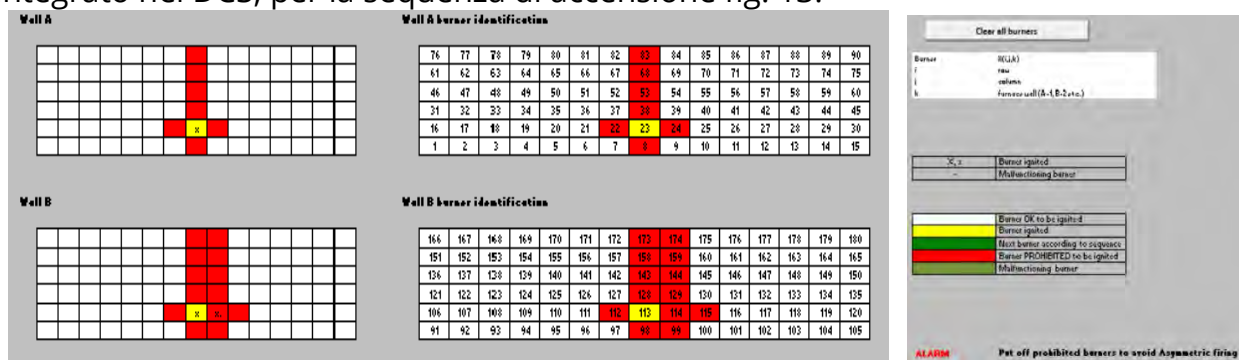


Figura 13. Disposizione dei bruciatori la cui accensione è bloccata

Lo strumento impedirà l'accensione dei bruciatori (indicati in colore rosso), in base alle regole della simmetria di controllo.

Nel caso in cui vengano accesi bruciatori vietati il sistema di allarme visualizzerà un relativo avviso.

Quando viene rilevato un modello asimmetrico, verrà emesso un allarme inviato al sistema di controllo (DCS), impedendo ulteriore aumento del riscaldamento prima che venga risolto il profilo di combustione asimmetrico.

Pertanto, l'operatore deve intervenire sulla causa di accensione asimmetrica e agire per prevenirla, ad esempio verificando cosa è successo con l'ultimo bruciatore acceso.

3. Conclusioni

La maturità delle soluzioni metallurgiche impiegate dai fabbricanti di forni per la produzione di idrogeno, mediante processo di steam reforming, e la storia delle forme di danno, rilevate nei materiali dei tubi catalitici presenti in camera di combustione [8,9,10], hanno stimolato la ricerca in sicurezza e affidabilità del forno (asset integrity), perseguendo l'ottimizzazione sotto il profilo tecnologico-strumentale. La collaborazione fabbricante-utilizzatore ha individuato un interessante e promettente programma di miglioramento delle cause di surriscaldamento locale, che si prefigge i seguenti obiettivi:

1. prevenire l'errore umano e l'inesperienza del conduttore riducendo le incertezze di gestione con maggiore controllo software (strutturazione e ripetibilità);
2. ottimizzare le variabili di processo (pressione, temperatura, portata aria comburente, ecc.), rendendole più affidabili e precise;
3. evidenziare le condizioni di allarme per surriscaldamento locale dei materiali, riferibili ad asimmetriche mappe dei bruciatori;
4. ridurre e se possibile eliminare i fenomeni di "coking del catalizzatore" all'interno dei tubi di reforming, con conseguente incremento del tempo di vita utile dei tubi e avvicinamento ai controlli periodici di legge delle 100000 ore di esercizio, senza meccanismi di danno inaccettabili sotto il profilo strutturale.

Il periodo di osservazione in esercizio del sistema di supporto alle decisioni presentato - "OFP+TFM"- ha permesso ad oggi di constatare un primo risultato promettente, consistente nella regolarità di marcia (assenza di spegnimento prolungato dei/Il bruciatore). In particolare, rispetto alla precedente rilevazione dello stato di spento del bruciatore, eseguita andando fisicamente sull'impianto durante il normale orario di lavoro del personale in turno, quindi con potenziali intervalli di tempo "IN STATO SPENTO" dell'ordine di ore (max 3h), attualmente la rilevazione avviene in tempo reale, con ripristino di accensione pressoché immediati.

Un ulteriore ed importante contributo, a supporto dell'affidabilità e sicurezza in esercizio del forno, sicuramente sarà dato dai risultati dei controlli [5] che si eseguiranno in concomitanza dell'eventuale applicazione della circolare IspeSl n. 48/2003 (scorrimento viscoso). La comparazione potrà dare delle risposte in merito alla stretta correlazione fra le innovazioni tecnologiche e il miglioramento dell'asset integrity IOW (API RP 584) delle stesse. In ultimo non si dovranno trascurare anche i miglioramenti eventualmente richiesti per la sicurezza funzionale del sistema di controllo strumentale, in conformità allo standard IEC 61508. Infatti, l'affidabilità degli strumenti utilizzati, come termoscaner e sistemi "bus di comunicazione e decisione" richiedono l'applicazione di un elevato livello SIL (Safety Integrity Level) di ogni componente, per generare un adeguato livello SIL complessivo del sistema.

4. Collaborazioni

Il presente lavoro ha beneficiato significativamente del contributo tecnico-professionale dei colleghi dell'Ingegneria di Manutenzione della Raffineria di Taranto, nella persona di Marco Adamo, e del sig. Gentile Luigi (RTO dell'Unità 4400 di cui fa parte il forno idrogeno U4401 trattato). Ad essi va il ringraziamento degli autori.

Bibliografia

- [1] Alvino, A.; Mazzocchi, V.; Delle Site, C.; Giacobbe, F.; "Influenza delle condizioni di esercizio sul degrado di tubi in acciaio per impieghi ad alte temperature nell'industria petrolchimica". Giornate Nazionali sulla corrosione e Protezione, Udine 24-26 giugno 2009.
- [2] Larsen J.; Radtke K.; Ruthardt K. "Hydrogen Trends" Hydrocarbon Engineering, November 2005, pp. 41-46.
- [3] Gerard B. Hawkins, Reformer Tube Metallurgy: Design Consideration; Failure Mechanisms; Inspection methods.
- [4] Techint, eni S.p.A. Manuale Operativo Impianto Produzione Idrogeno HMU UNIT 4400
- [5] E. Di Ponzio, V. Galasso, A. Mele, N. Altamura, A. Scialpi, V. Camodeca; "CASE HISTORY: Life Cycle Assessment di un Forno dell'Unità Steam Reforming della Raffineria Eni S.p.A. di Taranto", Atti SAFAP, Bologna 28 novembre 2018
- [6] Alvino, A.; Lega, D.; Giacobbe, F.; Mazzocchi, V.; Rinaldi, A. "Damage characterization in two reformer heater tubes after nearly 10 years of service at different operative and maintenance conditions" Eng. Fail. An. 2010, vol. 17, p. 1526-1541.
- [7] Alvino, A.; Ramires, D.; Tonti, A.; Lega, D. "Influence of chemical composition on microstructure and phase evolution of two HP heat resistant stainless steels after long term plant-service aging" Mater. High Temp. 2014 31 2-11
- [8] Guglielmino, E.; Pino, R.; Servetto, C.; Sili, A. "Damage investigation on welded tubes of a reforming furnace" La Metallurgia Italiana 2015 vol. gennaio, 53-58.
- [9] Bonaccorsi, L.; Guglielmino, E.; Pino, R.; Servetto, C.; Sili, A. "Damage analysis in Fe-Cr-Ni centrifugally cast alloy tubes for reforming furnaces", Eng. Failure An. 2014, vol. 36, 65-74.
- [10] Swaminathan, J.; Guguloth, K.; Gunjan, M.; Roy, P.; Ghosh, R. "Failure analysis and remaining life assessment of service exposed primary reformer heater tubes" Eng. Fail. An. 2008, vol. 15, p.311-331
- [11] M. Adamo; N. Altamura; G. Batisti; E. Di Ponzio; V. Galasso; A. Mele; A. Sibilano." CASE HISTORY - Analisi critica della linea guida di valutazione gestione dell'invecchiamento delle attrezzature negli stabilimenti Seveso". Atti SAFAP, Roma 16-18 novembre 2021.

La procedura di Lockout-Tagout (LOTO) applicata agli impianti di processo: una metodologia sicura per l'isolamento delle energie durante le fasi di manutenzione, riparazione, ispezione

M. Giacobbo, R. Bordignon, F. Sudiro

NECSI s.r.l.

Abstract

Negli ultimi decenni l'attività di manutenzione ha subito un'importante evoluzione, in quanto si è trasformata da evento straordinario e puntuale svolto perlopiù in occasione di guasti o malfunzionamenti, ad attività ordinaria atta a prevenire tali situazioni indesiderate. Oggi si configura come un'attività complessa che viene programmata ed eseguita sistematicamente come un processo continuo.

La legislazione vigente in tema di salute e sicurezza sul lavoro prevede l'obbligo da parte del Datore di Lavoro di sottoporre a idonea manutenzione le proprie attrezzature, al fine di garantire nel tempo la permanenza dei requisiti di sicurezza assicurati originariamente dai fabbricanti. D'altra parte, le attività di manutenzione espongono a loro volta i manutentori a dei rischi, spesso subdoli poiché l'attrezzatura potrebbe trovarsi, magari proprio a causa di un guasto, in condizioni di sicurezza compromessa.

Una delle possibili cause di incidente in un impianto fermo è il riavvio di quest'ultimo da parte di un operatore non informato sulle attività in corso, con la conseguente riattivazione delle *fonti di energia*. Condizione essenziale per garantire la sicurezza nelle fasi manutentive è quindi l'*isolamento* e *dissipazione* di tutte le energie presenti, che negli impianti complessi può risultare tutt'altro che banale in quanto occorre considerarle nel senso più ampio del termine, contemplando anche inerzie, fluidi, sostanze, ecc. A tale riguardo, l'attuazione di procedure robuste e ben definite, come la LOTO (*Lockout - Tagout*), è in grado di garantire un elevato livello di sicurezza per tutti gli operatori coinvolti.

La memoria vuole presentare l'applicazione delle procedure LOTO agli impianti di processo come metodo per consentire di eseguire in sicurezza tutte le fasi operative ad impianto fermo, in particolare le manutenzioni, riparazioni ed ispezioni.

Keywords: verifiche, controlli, analisi dei rischi.

1. Introduzione

1.1 Richiami normativi

Un impianto di processo è tipicamente un sistema che manipola, trasporta o produce secondo un ciclo tecnologico perlopiù a flusso, in cui tipicamente sono presenti

diverse fonti di energia (elettrica, pneumatica, termica, ecc.), oltre che fluidi e sostanze, talvolta anche pericolosi (infiammabili, asfissianti, tossici, ecc.).

La sicurezza di tali impianti è tipicamente regolamentata dalle direttive europee applicabili, tra cui quelle principali sono la PED 2014/68/UE, applicabile ad attrezzature ed insiemi a pressione, la MD 2006/42/CE, relativa alle macchine, e l'ATEX 2014/34/UE. Tali direttive prevedono il rispetto di espliciti requisiti di sicurezza tali per cui le fonti di energia devono poter essere adeguatamente isolate e dissipate. Si pensi ad esempio all'alimentazione elettrica del motore di una pompa o un agitatore, oppure al gas che alimenta un bruciatore, o ancora alla pressione residua in un serbatoio, o a cariche elettrostatiche accumulate.

Riguardo alla sicurezza nei luoghi di lavoro, il D.Lgs. 81/08 (All. V, par. 11) definisce una serie di adempimenti per eseguire in modo sicuro interventi ad impianto fermo, ovvero in occasione di attività di manutenzione, ispezione, riparazione, ecc.

La gestione dell'isolamento delle energie può essere effettuata in modo efficace mediante l'attuazione di specifiche procedure. Tali disposizioni, di origine statunitense [1] ma nel tempo recepite all'interno dell'unione europea di fatto attraverso norme tecniche [2] oggi ufficialmente riconosciute, sono chiamate con l'acronimo LO-TO, ovvero, *Lockout-Tagout*.

1.2 Le procedure di Lockout-Tagout

Il LOTO è un metodo che permette di mettere fuori servizio in assoluta sicurezza macchine ed impianti, seguendo istruzioni scritte ad hoc.

Gli scopi principali dell'applicazione del LOTO si possono riassumere nei seguenti punti:

- proteggere i lavoratori dai rischi connessi alle fonti di energia legate alle attrezzature o agli impianti
- proteggere i lavoratori addetti da avviamenti improvvisi delle attrezzature/impianti causati da persone non informate sulle attività in corso (out-to-in)
- proteggere i lavoratori non informati da avviamenti improvvisi delle attrezzature/impianti attuati dagli addetti ai lavori in corso (in-to-out)
- evitare danni alle attrezzature/impianti

Il LOTO si sviluppa in tre fasi:

1. *Lockout*: consiste nell'isolamento delle energie tramite apposizione di dispositivi di blocco (tipicamente lucchetti)
2. *Tagout*: si tratta di una segnalazione dell'attività in corso tramite apposizione di cartelli di avvertimento
3. *Tryout*: è una fase necessaria per confermare l'efficacia dell'isolamento e la messa in sicurezza in generale, tramite controlli visivi oppure strumentali, e/o prove di avvio ove possibile.

Le fonti di energia che le procedure LOTO si prefiggono di gestire sono normalmente:

- energia elettrica
- idraulica (liquido all'interno di un circuito, per es. oleodinamico, raffreddamento...)
- pneumatica (gas all'interno di un circuito, per es. aria compressa, azoto...)
- termica (riscaldamento in generale tramite fluido, resistenze elettriche, focolare...)
- potenziale (masse in posizioni alte soggette a possibili cadute, per es. in una pressa verticale)

A tali energie in senso stretto si aggiungono, in particolar modo per gli impianti, fluidi e sostanze probabilmente presenti, che devono essere opportunamente intercettati e gestiti anche se il loro livello energetico è stato annullato.

Non solo, occorre considerare anche la presenza di eventuali inerzie, in quanto fattori di rischio che permangono latenti per un determinato tempo successivo all'isolamento.

Durante le fasi di manutenzione, senza un'adeguata gestione di tutti questi aspetti, alcune energie o alcuni fluidi potrebbero sfuggire al controllo degli addetti ed innescare condizioni di pericolo.

1.3 Gli strumenti del LOTO

Possiamo elencare e descrivere molto sinteticamente gli strumenti principali indispensabili per l'applicazione della procedura LOTO:

- Dispositivi di *Lockout*: si tratta essenzialmente di lucchetti. Devono essere sufficientemente resistenti da richiedere una certa forza per essere rimossi; devono indicare l'identità del lavoratore. Spesso si accompagnano a specifici device a seconda del dispositivo di sezionamento da bloccare, oppure per consentire l'applicazione di più lucchetti.



Figura 1. Lucchetto



Figura 2. Device per valvola a volantino



Figura 3. Device per valvola a sfera

- Dispositivi di *Tagout*: sono solamente dispositivi di informazione che devono essere sempre facilmente individuabili, leggibili e adatti per la scrittura su di essi (tipicamente del nominativo di chi li applica). Devono essere adeguati all'ambiente (per es. non deteriorarsi in ambienti umidi) ed essere fissati con sistemi aventi una certa resistenza alla rottura.



Figura 4. Targhetta identificativa

In base alle esigenze aziendali e per facilitare operazioni complesse, possono essere di aiuto ulteriori strumenti, come per esempio la *Lock-box* quando siano presenti molti addetti, o le *LOTO-Station* per la messa a disposizione in reparto dei vari device.



Figura 5. Lock Box



Figura 6. LOTO station

1.4 Aspetti gestionali per l'introduzione del LOTO in azienda

Per implementare le procedure LOTO in azienda è fondamentale seguire un procedimento ben definito ed organizzato.

Prima di tutto è indispensabile organizzare una serie di incontri informativi sul metodo LOTO per la preparazione di dirigenti, responsabili e preposti. La procedura può essere articolata e richiedere del tempo per l'approntamento, soprattutto se l'azienda non è già organizzata in tal senso.

Quindi, sarà necessario individuare per quali attrezzature e/o sezioni di impianti si intende applicare il LOTO. La procedura, infatti, manifesta particolare efficacia nelle situazioni di media-alta complessità, cioè quando sono presenti più fonti di energia, e non tutte le attrezzature si configurano in tale condizione. Alcune di esse potranno essere pertanto escluse dall'applicazione del LOTO. Si pensi per esempio ad una piccola macchina di officina alimentata solo elettricamente con combinazione presa/spina in prossimità di essa. Così come per alcuni items di impianto che non sono soggetti a manutenzioni o ispezioni programmate, ma solo a interventi straordinari, è possibile definire le procedure LOTO in un successivo momento o "al bisogno", mantenendo il focus sugli items prioritari.

Un ulteriore step è quello di prendere coscienza dei vari tipi di energie presenti nelle

attrezzature e negli impianti in uso, oltre che delle tipologie dei vari dispositivi di isolamento presenti e del numero delle persone coinvolte. Questo serve per stimare e successivamente approvvigionare un certo numero di lucchetti (preferibilmente colorati e numerati), di cartellini per il Tagout, oltre che un quantitativo minimo di device per ciascuna diversa tipologia, cioè adatti ai rispettivi dispositivi di cui occorre fare il Lockout.

Infine, deve essere redatta una procedura di gestione basata su uno standard riconosciuto (Reg. OSHA 1910.147 [1]) dove siano definiti come minimo le modalità di applicazione del LOTO (tramite lucchetti, cartellini, ecc.) e l'organigramma LOTO (tramite designazione di responsabili e coinvolti)

La procedura gestionale dovrebbe altresì prevedere dei paragrafi specifici per la gestione delle particolarità, ad esempio:

- gestione degli appaltatori (anch'essi devono avere lucchetti numerati) e relativi permessi di lavoro
- rimozione straordinaria di un lucchetto
- gestione delle transizioni (per es. per cambio turno o della squadra di manutenzione)
- attività in deroga all'uso della *Lockbox*, se in uso

Nella fase di analisi e messa a punto delle procedure (mappatura delle energie, definizione dei *LOTO points*, ecc.) per una determinata attrezzatura o un item, potrebbe emergere che un'energia o un fluido risulti non correttamente isolabile per mancanza dei relativi dispositivi di sezionamento. In tal caso si dovrà valutare ed eventualmente procedere con l'installazione di apposito hardware (per esempio un sezionatore elettrico aggiuntivo, o una valvola manuale lucchettabile, ecc.).

2. Caso studio: il LOTO applicato ad un impianto di produzione vapore

2.1 Descrizione dell'impianto

Il caso di studio presenta l'implementazione della procedura LOTO in una centrale termica di produzione vapore, tipico impianto termico industriale presente in diverse realtà produttive e, allo scopo, sufficientemente rappresentativo di impianti di processo più complessi.

La centrale (Figura 7) è composta dai seguenti elementi principali:

- due generatori di vapore alimentati a metano;
- due scambiatori per la produzione di vapore pulito, alimentati dal vapore prodotto dai rispettivi generatori;
- relative varie pompe di alimentazione acqua;
- serbatoio per il recupero delle condense;
- serbatoio di accumulo acqua di alimento con dosaggio additivi;
- tubazioni di collegamento e relativi collettori.

Il vapore "industriale" prodotto all'interno dei generatori viene inviato all'interno degli

scambiatori, i quali, tramite evaporazione di acqua purificata, producono vapore "pulito" per i reparti.

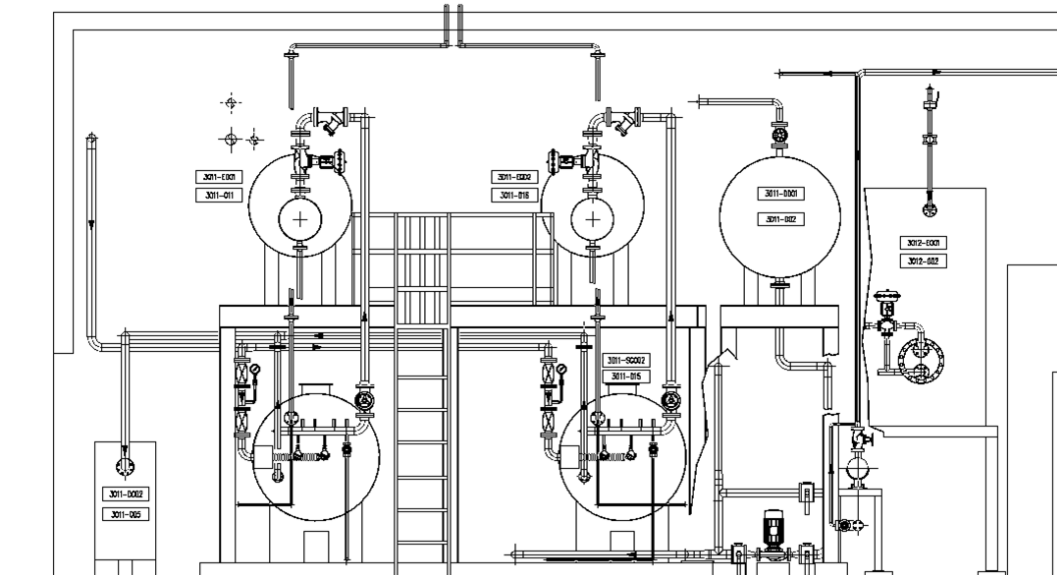


Figura 7. Vista prospettica della sala della centrale di produzione vapore

2.2 Mappatura delle energie

Come detto, il primo step fondamentale nell'applicazione del LOTO è la mappatura delle energie e, per un impianto, anche dei fluidi presenti.

Nel caso specifico dell'impianto vapore le energie identificate sono: elettrica, pneumatica, termica; mentre i fluidi e le sostanze presenti sono: acqua, vapore/condense, metano, chemicals (trattamento acqua), olio di lubrificazione (nelle pompe).

Per una più rapida identificazione, le varie energie ed i vari fluidi sono stati caratterizzati tramite diversi colori coerenti.

2.3 Mappatura degli items e dei dispositivi di isolamento

Il secondo step consiste nella mappatura degli elementi sui quali vengono effettuati interventi manutentivi che necessitano l'applicazione della procedura LOTO – che possono essere per esempio una semplice pompa, oppure gruppi funzionali più complessi – e nell'individuazione dei dispositivi di isolamento (sezionatori, valvole di intercettazione, ecc.). Di fondamentale utilità sono gli schemi P&ID, in quanto tipicamente identificano i vari items e componenti mediante un tag univoco.

Si è proceduto quindi selezionando gli items di interesse (in questo caso generatori, scambiatori e pompe) ed individuando per ciascuno i relativi dispositivi che consentono l'isolamento delle varie energie e dei fluidi presenti.

2.4 Correlazione energie/isolamenti: la "LOTO Matrix"

Una volta definiti le energie, gli items e i dispositivi di isolamento, è stata compilata una matrice, o "LOTO Matrix" (Figura 8), nella quale sono correlati per ogni item i punti

di sezionamento, suddivisi in base al tipo di energia e/o al fluido. Ogni punto di sezionamento, o "LOTO point", è associato ad un codice univoco. Quando per una determinata energia o fluido non è necessario o pertinente un isolamento vero e proprio (per es. inerzie termiche o fluidi da drenare), non è indicato un LOTO point ma un rischio residuo ("R"), da gestire tramite opportuni comportamenti ed azioni. Una volta codificati i punti di sezionamento, a ciascun codice alfanumerico è stato associato un simbolo grafico, poi riportato sul layout d'impianto in modo da facilitarne la localizzazione durante l'applicazione della procedura (Figura 9). L'identificazione in campo è stata fatta in modo visual mediante un apposito cartellino con il relativo simbolo grafico (Figura 10).

ITEM	DESCRIZIONE	ENERGIE			FLUIDI				
		ELETTRICA	PNEUMATICA	TERMICA	ACQUA	CHEMICALS (dosaggio)	VAPORE / CONDENSE	METANO	OLIO (nelle pompe)
3011-006	POMPA (P_CNT) - G-002 RILANCIO DA D-001	E3			W1-W2				
3011-007	POMPA (P_MAG) - ALIMENTAZIONE CALDAIA SG-001				W3				R
3011-008	POMPA (P_MAG) - ALIMENTAZIONE CALDAIA SG-001				W4				R
3011-010	CALDAIA (G_VAP) - SG-001 GEN. VAPORE INDUSTRIALE	E1	R	R	W3-W4		S1-S3	G1	
3011-011	EVAPORATORE (G-VAP) - E-001 GEN. VAPORE PULITO				W23				
3011-017	POMPA (P_CNT) - ALIMENTAZIONE EVAP E-001				W5 - W21		S1		
3011-018	POMPA (P_CNT) - ALIMENTAZIONE EVAP E-001				W6 - W22				
3011-012	POMPA (P_MAG) - ALIMENTAZ SG-002 DA D-001				W7				R
3011-013	POMPA (P_MAG) - ALIMENTAZ SG-002 DA D-001				W8				R
3011-015	CALDAIA (G_VAP) - SG-002 GEN. VAPORE INDUSTRIALE	E2	R	R	W7-W8		S2-S4	G2	
3011-016	EVAPORATORE (G-VAP) - E-002 GEN. VAPORE PULITO				W24				
3011-019	POMPA (P_CNT) - ALIMENTAZIONE EVAP E-002				W9 - W19		S2		
3011-020	POMPA (P_CNT) - ALIMENTAZIONE EVAP E-002				W10 - W20				
3011-001	DOSATORE CHIMICO (DOSCH) - DO-004 ADDITTIVI 3011	E4							
3011-002	SERBATOIO (SERB) - RECUPERO CONDENSE 3011	E1-E2-E4-E5-E6	R	R	W11	CH2	S5-S6-S3-S4-S7		
3011-005	SERBATOIO (SERB) - D-002 TROPPO PIENO	E1-E2-E4-E5-E6		R	W11-W16		S5-S6-S3-S4-S7		

Figura 8. Esempio di "LOTO Matrix"

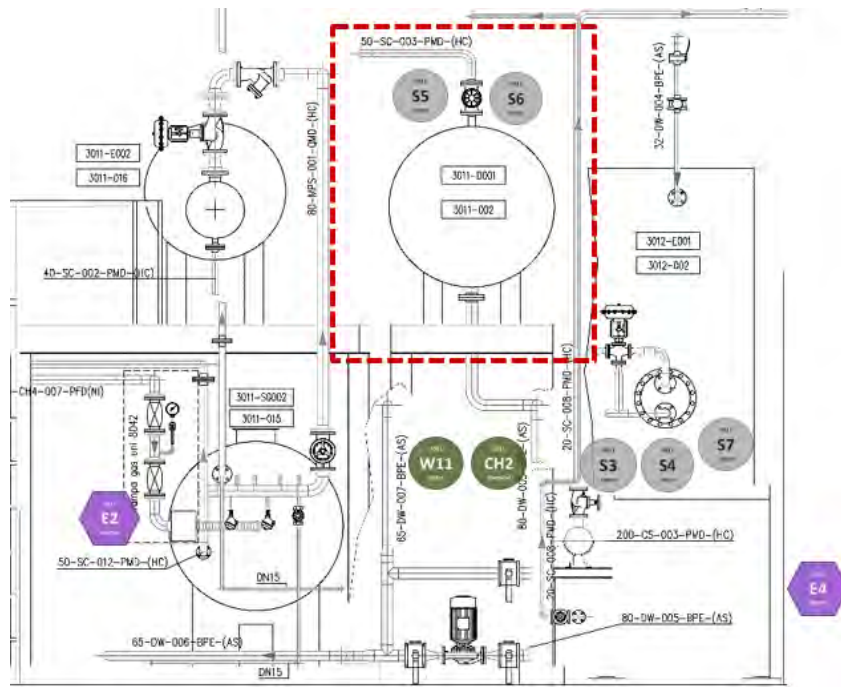


Figura 9. Layout con ubicazione dei LOTO points



Figura 10. Identificazione dei *LOTO points*

È stata quindi redatta una "Scheda LOTO" personalizzata per ogni item contenente:

- elenco delle energie presenti, relativi dispositivi, metodi di sezionamento e modalità di *Tryout*, cioè la verifica del corretto isolamento del flusso di energia (Figura 11)
- elenco dei *LOTO points*, con localizzazione dei dispositivi di isolamento e relativi device per il *Lockout* (Figura 12)

La Scheda LOTO è lo strumento operativo per l'applicazione del LOTO in campo.

ENERGIE E FLUIDI PERICOLOSI PRESENTI - modalità di sezionamento e/o isolamento					
ID	Energie - Fluidi	Dispositivo	Collocazione	Metodo	Check
	Elettrica	Interruttore / sezionatore elettrico	LOCALE G017 - Quadro Elettrico generatore SG001	Girare il dispositivo su "SPENTO/OFF/0" ed applicare il lucchetto (Lock-Out) ed il cartellino (Tag-Out)	Verificare strumentalmente l'assenza di tensione
	Gas Metano	Valvola di intercettazione / isolamento fluidi	LOCALE G017 - Sopra a Quadro Elettrico generatore SG001	Girare la valvola in posizione "CHIUSO", installare il device relativo ed applicare il lucchetto (Lock-Out) ed il cartellino (Tag-Out)	Verificare lo stato di "zero-pressione"

Figura 11. Elenco energie/fluidi e relativi dispositivi e modalità di isolamento













N°	ID	DISPOSITIVO	FOTO	DEVICE	FOTO DEVICE	NOTE
1	 E1 elettrico	Interruttore / sezionatore elettrico		Ganascia multiforo a 6 fori in metallo		
7	 G1 gas	Valvola di intercezzazione / sezionatore pneumatico		Sistema chiusura valvole a sfera con leva		
15	 W4 vapore	Valvola di intercezzazione / sezionatore idraulico		Sistema chiusura valvole a sfera con leva		
29	 S3 steam	Valvola di intercezzazione / isolamento fluidi		Blocco valvole a volantino $\phi > 400\text{mm}$		

Figura 12. Elenco dei *LOTO Points* e dei relativi *device*

2.5 Applicazione del LOTO in occasione di una visita interna

La procedura di LOTO sopra descritta è stata applicata al generatore di vapore in occasione della visita interna prevista dal DM 329/04. Il personale addetto alla manutenzione ha seguito i vari step previsti, appoggiandosi alla Scheda LOTO appositamente predisposta.

Sono stati quindi individuati i *LOTO points* pertinenti alle energie da isolare, nel caso specifico l'alimentazione elettrica, ed ai fluidi da intercettare, cioè il gas metano, l'acqua di alimento ed il vapore del secondo generatore, che può ritornare dal collettore principale.

Dopo aver dissipato la pressione residua e le inerzie termiche, si è potuto procedere con la verifica ispettiva, in totale sicurezza per le persone coinvolte.



Figura 13. Lockout-Tagout del sezionatore elettrico e della valvola gas metano

2.6 Ripristino e preparazione al riavvio dell'impianto

Una volta terminato l'intervento, la procedura inversa prevede che ogni persona rimuova il proprio lucchetto (lock) ed il rispettivo cartellino (tag), insieme con l'eventuale device aggiuntivo.

Solo dopo che tutti gli operatori coinvolti hanno rimosso i propri lucchetti è stato possibile il ripristino di tutte energie e fluidi, garantendo quindi le condizioni di sicurezza anche per il riavvio e la rimessa in funzione dell'impianto.

SEQUENZA DI RIPRISTINO		
#	STEP	DESCRIZIONE
1	Check Attrezzatura	Controllare la macchina o l'attrezzatura e l'area circostante intorno alla macchina stessa per assicurarsi che elementi non essenziali come parti di macchina, ricambi e strumenti siano stati rimossi e che la macchina o i componenti dell'apparecchiatura siano funzionalmente intatti, compresa la sostituzione di protezioni, interblocchi, eliminazione di flange cieche, ecc.
2	Check Area	Controllare l'area di lavoro per assicurarsi che tutti i lavoratori si siano allontanati dall'area pericolosa o che comunque si trovino in una posizione sicura.
3	Verifica Attrezzatura	Verificare che tutti i controlli siano ripristinati.
4	Rimozione LockOut	Rimuovere i lucchetti, i tag e i dispositivi di blocco e riattivare l'attrezzatura. Invertire l'ordine di tutti i passaggi della procedura di LockOut-TagOut dal basso verso l'alto a partire dall'ultima pagina.
5	Notifica	Comunicare ai colleghi interessati (conduttori) che l'assistenza o la manutenzione è stata completata e che la macchina o l'attrezzatura è pronta per l'uso.

Figura 14. Istruzioni per il ripristino e il riavvio

3. Valutazione dei rischi e rischi residui

3.1 La ridondanza come misura contro i rischi elevati

Come risaputo, in una valutazione dei rischi il livello di rischio R dipende dalla gravità del danno D e dalla probabilità di accadimento P secondo la nota relazione $R = D \times P$. La probabilità è legata al tempo: maggiore è la durata dell'intervento, maggiore è il rischio. Di conseguenza, a parità di altre condizioni gli interventi di manutenzione possono esporre il personale a livelli di rischio più elevati quando:

- il pericolo può causare gravi infortuni
- non si può garantire con una elevata affidabilità di un certo dispositivo di intercettazione e/o l'intervento si protrae per un tempo elevato

Nell'applicare le procedure LOTO, quindi, in un'ottica di rischio elevato potrebbe essere opportuno raddoppiare i dispositivi di isolamento delle energie, in quanto una

ridondanza garantisce maggior sicurezza in caso di guasto o inefficacia di un singolo dispositivo. Si pensi per esempio all'intercettazione di una derivazione di una soluzione altamente corrosiva contenuta in un serbatoio di stoccaggio: una doppia valvola di intercettazione o una flangia cieca in aggiunta ad una valvola di intercettazione sullo stacco è sicuramente una misura più affidabile a fronte di una perdita o di un trafilamento.

Applicando le procedure LOTO, diventa quindi fondamentale valutare se l'intervento manutentivo comporti condizioni rischio elevato e, di conseguenza, se ridondare o meno i dispositivi di isolamento (meglio se con utilizzo della diversità).

3.2 La gestione dei rischi residui nelle procedure LOTO

Nonostante l'applicazione del LOTO, la valutazione del rischio e conseguente utilizzo di ridondanza e diversità dei dispositivi, nello svolgimento di un'attività manutentiva potrebbero permanere dei rischi residui. Una volta isolate tutte le energie ed i fluidi pericolosi, all'interno dell'impianto potrebbero permanere delle energie non del tutto dissipate, come:

- alte o basse temperature (per es. le superfici calde del generatore di vapore)
- tensioni residue (per es. cariche nei condensatori negli inverter)
- pressione superiore a quella atmosferica nei serbatoi e nelle tubazioni
- residui di fluidi pericolosi da bonificare (per es. infiammabili)

È necessario, pertanto, che la scheda LOTO indichi anche le istruzioni per la gestione di tali rischi ancora presenti dopo l'isolamento delle energie e l'intercettazione dei fluidi. Devono essere indicati anche gli eventuali DPI da utilizzare per attività specifiche o in presenza di sostanze chimiche, ecc. Qualora si presentino le condizioni di accesso a spazi confinati, devono essere richiamate e seguite le specifiche procedure di sicurezza aziendali.










ENERGIE RESIDUE E FLUIDI PERICOLOSI PRESENTI dopo applicazione della LOTO		
<i>Elettrica</i>		Non presente.
<i>Pneumatica</i>		I circuiti pneumatici e idraulici possono immagazzinare energia. Controllare che tutti i manometri indichino "pressione zero" prima di procedere.
<i>Oleodinamica</i>		Non presente.
<i>Gravitazionale</i>		Non presente.
<i>Elastica</i>		Non presente.
<i>Idraulica</i>		Non presente.
<i>Termica</i>		Prima di effettuare interventi di manutenzione, attendere che il calore si sia dissipato e che l'attrezzatura sia fredda al tatto. Indossare i DPI adeguati prima di iniziare il lavoro.
<i>Inerzie e accumuli</i>		Non presente.
<i>Sostanze chimiche</i>		Potenziale presenza di sostanze chimiche pericolose. Indossare DPI adeguati e prestare attenzione per evitare il contatto con la pelle, gli occhi o la bocca.

Figura 15. Istruzioni per la gestione dei rischi residui nella scheda LOTO

Conclusioni

Con la presente memoria si è voluto illustrare i principi di base del LOTO (*Lockout-Tagout*), procedura riconosciuta a livello internazionale per gestire in modo sicuro le energie presenti in macchinari, attrezzature ed impianti.

In particolare, per gli impianti di processo, dove alle sorgenti di energia si aggiungono fluidi e sostanze spesso pericolose, l'applicazione del LOTO costituisce un metodo efficace nella prevenzione degli infortuni durante interventi che devono essere svolti a impianto fermo, come quelli di manutenzione, ispezione, ecc. Il LOTO di fatto impedisce in modo sistematico la riattivazione dell'impianto o di parti di esso finché tutti gli operatori coinvolti non abbiano concluso la propria attività.

È stato illustrato come la valutazione dei rischi sia anche nelle procedure LOTO lo strumento essenziale per attuare misure coerenti e commisurate al livello di rischio dell'attività da svolgere. È possibile, infatti, che sia necessario aumentare l'affidabilità delle contromisure, ridondando i dispositivi di isolamento, così come si debbano gestire eventuali rischi residui ancora presenti.

A titolo esemplificativo è stato presentato il caso di studio di un impianto di produzione di vapore: l'applicazione della procedura ha consentito nella fattispecie lo svolgimento in assoluta sicurezza della verifica periodica interna.

L'adozione delle procedure LOTO in un impianto di processo, specialmente se di una certa complessità, costituisce un metodo moderno, robusto ed affidabile di gestione delle energie, per evitarne il ripristino inatteso durante gli interventi a impianto fermo, garantendo così l'incolumità di tutto il personale coinvolto.

Bibliografia

[1] OSHA 1910.147 - The control of hazardous energy (lockout/tagout)

[2] UNI EN ISO 14118 - Sicurezza del macchinario - Prevenzione dell'avviamento inatteso

Caratterizzazione e accettazione di materiali in composito per attrezzature a pressione: setup della procedura sperimentale e primi risultati

J. Ferino¹, I. Mazzarelli², A. Meleddu¹, E. Pichini³

¹ Astarte Strategies Srl

² Inail - Uot di Milano

³ Inail - Dit

Abstract

Da tempo i materiali composti rappresentano una valida alternativa alla porcellana nella costruzione di isolatori per interruttori High Voltage. Per queste applicazioni, è oramai comune l'impiego di materiali costituiti da fibre di vetro in matrici epossidiche, generalmente realizzati attraverso il processo di *filament winding*. Come anticipato nella memoria "Progettazione e fabbricazione di attrezzature a pressione in composito: proposte per la caratterizzazione e l'accettazione dei materiali" già discussa al SAFAP 2021 [1], la normativa italiana nel settore delle attrezzature a pressione fabbricate con materie plastiche rinforzate con fibre di vetro, ha come unico riferimento la "Raccolta PRFV" emanata con la circolare ISPESL 41060 del 2 dicembre 1982: redatta con l'obiettivo di fornire indicazioni per la progettazione e la costruzione di serbatoi in composito soggetti a pressione interna non superiore ai 5 bar, la PRFV non trova però applicazione effettiva in ambito isolatori per alta tensione. Allo stesso tempo, a livello internazionale la norma armonizzata EN13121 "GRP tanks and vessels for use above ground" pur includendo i materiali composti, non fa riferimento all'applicazione di specifico interesse. Pertanto la regolamentazione italiana, che con il d.m. 1.12.1980 e la VSR.8.B, è ancora in vigore per la verifica dei contenitori di parti attive di apparecchiature elettriche, è tuttora priva di criteri specifici per l'accettazione di questo tipo di prodotti.

Nel 2021 è stato dunque avviato un progetto di ricerca mirato ad individuare un percorso di caratterizzazione dei tubi in vetroresina basato su test di laboratorio su provini di piccole dimensioni con il fine ultimo di sviluppare dei criteri standardizzati di accettazione dei lotti, evitando lunghe e costose attività di routine finalizzate alla caratterizzazione degli stessi. L'attività presentata mostra i risultati in termini di: selezione della tipologia e geometria di provino, definizione delle procedure di testing e prime evidenze sperimentali.

Keywords: materiali composti, isolatori, alta tensione, test sperimentali, raccolta PRFV, Finite Element Analysis (FEA).

1. Introduzione e contesto normativo

I contenitori a pressione per parti attive di interruttori ad alta tensione sono caratterizzati da volumi, pressioni e temperature di progetto e operative piuttosto contenute. Tuttavia, essendo frequentemente installati in impianti e reti di distribuzione di energia elettrica di rilevanza strategica, essi rappresentano una tipologia di attrezzature a pressione che merita attenzione soprattutto riguardo ai materiali con cui vengono realizzati comparti e membrature.

A oggi, la normativa italiana nel settore delle attrezzature a pressione fabbricate con materie plastiche rinforzate con fibre di vetro, ha come unico riferimento alla "Raccolta PRFV" emanata con la circolare ISPESL n.41060 del 2 dicembre 1982, redatta con l'obiettivo di fornire indicazioni per la progettazione e la costruzione di serbatoi in composito soggetti a pressione interna non superiore ai 5 bar. La raccolta riguarda il dimensionamento di virole, fasciami e fondi curvi e intende per 'materiale composito' lo stato di lavorazione 'stratificato'. Ma poiché gli isolatori in vetroresina sono tubi (oltretutto prodotti per avvolgimento, *filament winding*), la PRFV non è mai stata considerata per la loro progettazione e costruzione. D'altro canto, il recepimento della PED [2] - che tuttavia non si applica ad alloggiamenti per apparecchiature ad alta tensione - ha di fatto impedito che la Raccolta M potesse essere aggiornata con sezioni dedicate a tubazioni in composito ottenute attraverso il processo del *filament winding*. Pertanto, la regolamentazione italiana è tuttora priva di criteri definiti specificamente per l'accettazione di questo tipo di prodotto.

In Europa i fabbricanti di interruttori per media e alta tensione si orientano prevalentemente su standard europei IEC-CEN-CENELEC. Nel caso specifico dell'Italia il riferimento per la fabbricazione di contenitori a pressione di gas con membrature miste di materiale isolante e metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche, resta il d.m. 1.12.1980 e le specifiche *tecniche 'Adempimenti per la costruzione e il rilascio del certificato del prototipo dei contenitori di cui al d.m. 1° dicembre 1980'* pubblicati rispettivamente come Punto 1 e Punto 2 del Capitolo 8.B della VSR.

La regola tecnica VSR.8.B è stata già discussa nella memoria [1] presentata al SAFAP 2021. Per gli scopi della presente attività, si ricorda che il percorso di approvazione di nuovi prototipi prevede test di scoppio su prototipi al fine di assicurare che tutti i componenti identici successivamente prodotti mostrino una pressione di scoppio minima pari almeno a 4,25 volte la pressione di progetto. Data l'intrinseca variabilità delle proprietà di resistenza meccanica dei materiali dovuta ai processi di fabbricazione, in conformità al d.m. 1.12.1980, fu proposta la regola VSR.8.B.2 con l'obiettivo di assicurare che anche il componente meno resistente resista almeno ad 4,25 volte la pressione di progetto P. La pressione minima di scoppio si determina quindi come:

$$B_N = 4.25 \times P \times R_N / R_{\min} \quad (1)$$

in cui R_N è la resistenza meccanica del componente N-esimo ricavata mediante prove di caratterizzazione dei singoli lotti, R_{\min} la resistenza meccanica minima ammissibile dichiarata dal fabbricante del materiale. Si comprende che il rapporto R_N/R_{\min} è un indicatore della dispersione delle prestazioni meccaniche del materiale:

- minore è la dispersione nella produzione è più prossimo all'unità è il rapporto R_N/R_{\min}
- maggiore la dispersione nella produzione è maggiore è il rapporto R_N/R_{\min} e, dunque, maggiore sarà il valore minimo della pressione di scoppio richiesta.

La regola italiana VSR.8.B.2 è una norma costruita per supportare prove di tipo su componenti costituiti da materiali metallici e plastici isotropi omogenei ottenuti con processi di fusione. Tuttavia, non si rivela direttamente applicabile a elementi costruiti con materiali compositi fortemente ortotropi e non lineari quali, ad esempio, gli isolatori in composito base vetro.

Questi sono ottenuti per *filament winding* ovvero per avvolgimento di fibre di vetro intrise di resina attorno a mandrino rotante. Gli isolatori sono successivamente tagliati a misura secondo la lunghezza richiesta. Secondo la norma di produzione europea IEC 61462:2007 [3] ciascun isolatore è sottoposto a test in pressione di routine a due volte la pressione di progetto e a test di tipo a quattro volte la pressione di progetto. Tuttavia, i produttori non sono tenuti a misurare la resistenza del materiale né in termini di R_{\min} , né di R_N . Si noti che, mentre R_{\min} dipende dai parametri di progetto (fibra, resina, angoli, ecc.), il secondo è strettamente legato alla specifica lavorazione. Pertanto, isolatori appartenenti a un lotto di isolatori apparentemente omogeneo, potrebbe mostrare differenti R_N in quanto prodotti attraverso differenti mandrature.

Pertanto, per poter applicare la VSR.8.B.2, il tecnico si trova costretto a determinare i parametri di resistenza caratteristici del lotto mediante prove meccaniche di trazione su campioni estratti dagli isolatori stessi. Restano tuttavia aperti alcuni interrogativi circa la numerosità di provini da estrarre per ottenere una adeguata rappresentatività di R_N del particolare lotto di produzione, la tipologia e la geometria del provino, nonché la direzione di estrazione.

2. Prove sperimentali

Da quanto visto finora emerge chiaramente che la caratterizzazione della resistenza meccanica di ogni lotto di produzione è un punto fondamentale per la stima del minimo valore di pressione di scoppio. Nell'ambito del progetto di ricerca presentato preliminarmente in [1], INAIL e ASTARTE sono impegnati sin dal 2021 nello sviluppo di una procedura ottimizzata per stimare la distribuzione statistica dei parametri di resistenza basata sull'esecuzione di un ridotto numero di test di laboratorio eseguiti su provini estratti dagli stessi lotti di produzione. Il progetto è attualmente in corso e la presente memoria riporta un importante avanzamento dell'attività sperimentale

riguardante la scelta della procedura di test, il design di dettaglio del provino, la strumentazione e i risultati finora ottenuti.

In via preliminare, è stata eseguita un'analisi comparativa tra gli standard di laboratorio attualmente disponibili. Tra questi, la ASTM D2290 [4] o la analoga EN1394 [5], risultano particolarmente idonee, in quanto definiscono le specifiche geometriche dei campioni e i metodi di prova per caratterizzare la resistenza a trazione di tubi in resina termoindurente rinforzata, termoplastici estrusi e stampati, indipendentemente dal metodo di fabbricazione.

La metodologia di prova si applica ad anelli estratti dal componente tubolare. Questi sono sottoposti a un test di trazione in cui il carico è applicato attraverso un sistema, detto *split-disc*, costituito da due semi-dischi, Figura 1. Questi sono progressivamente allontanati fino a indurre la rottura del campione in una regione dotata di opportuno intaglio in cui è applicato un estensimetro, Figura 2. L'elaborazione dei dati acquisiti consente di estrarre la curva stress-deformazione del materiale fino a rottura e i relativi parametri caratteristici, tra cui il carico unitario di rottura e il modulo elastico in campo elastico.

Si osserva che la forma del campione di prova e le modalità di applicazione del carico consentono di approssimare il test a una prova di pressurizzazione interna fino a rottura in maniera molto più adeguata rispetto a una semplice prova di trazione su provino di tipo bar estratto in direzione longitudinale. Per questa ragione si è stabilito di far riferimento alla ASTM D2290 come linea guida per le attività di caratterizzazione oggetto del presente progetto. Tuttavia, il processo costruttivo per *filament winding* e la conseguente anisotropia del materiale, richiede qualche riflessione circa la geometria e la dimensione dell'intaglio da adottare per la caratterizzazione degli isolatori. Pertanto, l'attività di testing sperimentale per la caratterizzazione meccanica dell'isolatore è stata preceduta da una necessaria attività di studio e progettazione del provino. Entrambe sono descritte nel seguito.

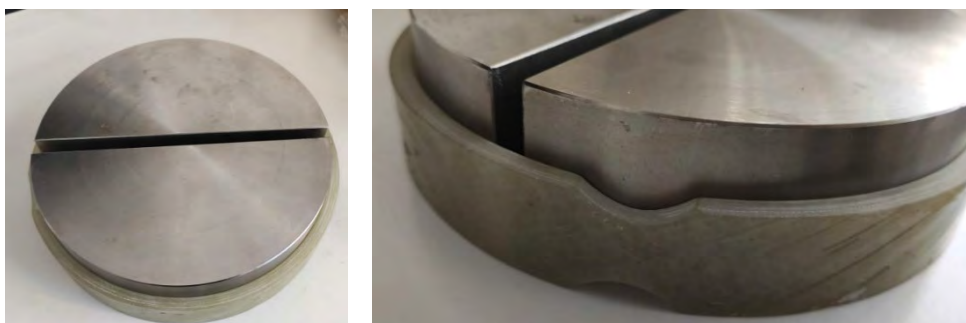


Figura 1. Sistema di split disc e intaglio.

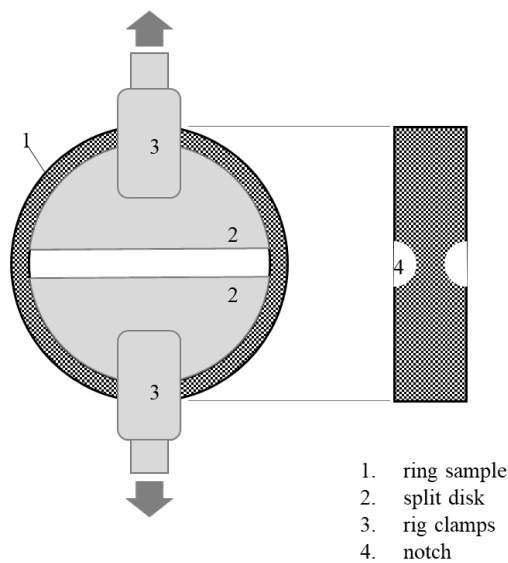


Figura 2. Schema di prova secondo ASTM D2290 e EN 1394.

3. Il materiale

Lo studio si è avvalso della collaborazione con HITACHI ENERGY che ha reso disponibili gli isolatori e i campioni necessari. Si tratta di un isolatore per interruttori alta tensione 145/170 kV, di diametro interno ed esterno $D_i154 \times D_e166$ mm. Il componente è prodotto per *filament winding* di fibra di vetro in resina epossidica, ma la stratificazione del materiale non è resa nota dal produttore. Per la sua determinazione ci si è basati su analisi fotografiche di campioni di tipo metallografico. Un campione estratto dal provino è stato inglobato all'interno di una resina la cui superficie laterale (spessore del provino) è stata lucidata, sulla quale si sono effettuate delle osservazioni al microscopio. In Figura 3 è riportata una immagine presa durante l'osservazione. Si è osservato che la sequenza di laminazione misurata varia a seconda della sezione considerata:

- 14 strati secondo $[\pm 30_2 / \pm 68_4 / \pm 30]$
- 12 strati secondo $[+30-30+30 / \mp 68_3 / -30+30-30]$

Questo testimonia che il processo produttivo non è avvenuto in maniera continua a partire da una unica bobina di nastri di filato, cosicché si notano delle regioni con avvolgimento non completo che rendono difficile determinare il reale numero di strati. Si noti che l'angolo è misurato a partire dalla direzione circonferenziale; pertanto, la direzione degli strati orientati a $\pm 30^\circ$ è più prossima alla direzione circonferenziale rispetto a quella degli strati a $\pm 68^\circ$.

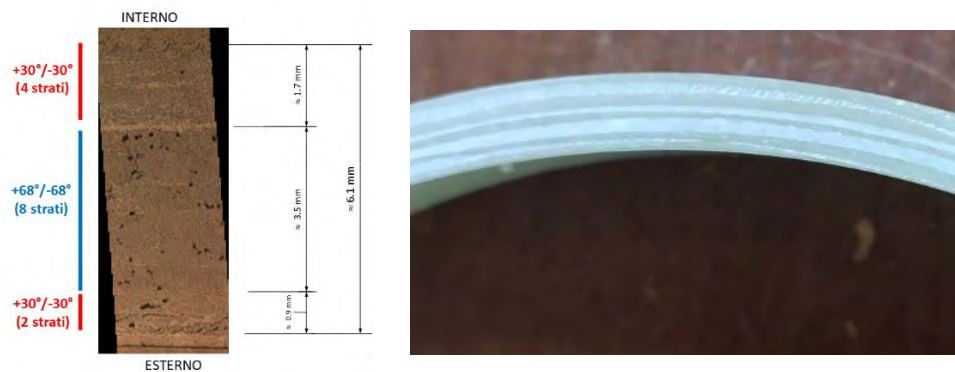


Figura 3. Stratificazione del composito.

4. Progettazione del provino

La corretta acquisizione dei dati di deformazione fino a rottura mediante estensimetro richiede che questo sia installato in una regione opportunamente sagomata in modo da promuovere la localizzazione dei fenomeni di rottura. Tuttavia, si sospetta che la presenza e la forma dell'intaglio circolare previsto dalla norma, possa introdurre delle discontinuità severe dello stato tensionale e alterare le proprietà meccaniche misurate. Pertanto, è stato eseguito uno studio comparativo tra 3 diverse tipologie di provini, che differiscono tra loro in termini di intaglio, ma tutti con larghezza nominale pari a 25mm ed estratti dal medesimo campione di tubo.

4.1 Piano prove e set-up di test

La figura 4 mostra le tipologie di intaglio selezionate

- Intaglio circolare: nel rispetto delle indicazioni dimensionali fornite dalle normative di riferimento [4,5] è stato realizzato un provino con intaglio circolare di diametro 15mm.
- Intaglio piatto: un set di 3 provini è stato lavorato per realizzare un intaglio di sezione regolare con una regione di transizione con raggio di curvatura 20mm, allo scopo di minimizzare gli stress indotti dalla discontinuità geometrica. Il disegno si ispira alla geometria indicata in ASTM E8/E8M [6] per prove di trazione su provini estratti da materiali metallici.
- Senza intaglio: un ultimo set di 3 provini è stato realizzato privo di intaglio con lo scopo di valutare il materiale in assenza di discontinuità geometriche.



Figura 4. Tipologia di provini oggetto delle prove sperimentali.



Figura 5. Configurazione di prova.

I due semi-dischi per l'applicazione del carico (Figura 1) sono realizzati in acciaio, e la regione di separazione diametrale tra essi compresa ha distanza pari a 6mm. L'afferraggio è realizzato direttamente sui dischi tramite morse, in modo da evitare l'utilizzo di fori e perni per scongiurare la possibilità di deformazioni o rotture del perno stesso. Le prove sono state eseguite adottando una macchina di prova Instron 5585H con capacità di carico di 250 kN. Il carico è stato applicato imponendo una velocità costante alla morsa mobile di valore tale che il cedimento si verificasse tra 1 minuto e 3 minuti dall'applicazione iniziale del carico.

Come previsto dalle normative, il provino è stato posizionato in modo che tutta la zona dell'intaglio (ove presente) appoggi sulla superficie continua del semi-disco in modo che la rottura non sia influenzata dai bordi nella separazione tra i dischi. La misurazione delle deformazioni è affidata a un estensimetro con basi di misura pari a 20mm, posizionato nella zona centrale dell'intaglio. Nel caso dei provini privi di intaglio, non è possibile prevedere in quale posizione circonferenziale interverrà la rottura e dunque, l'applicazione dell'estensimetro ha il solo obiettivo di consentire di rilevare l'andamento del carico e delle deformazioni nelle fasi che precedono il cedimento del campione.

La tabella 1 riassume il piano prove, la numerosità e la geometria dei provini.

	Intaglio circolare	Intaglio piatto	Senza intaglio
D diametro est., mm	166	166	166
T spessore, mm	6.3	6.3	6.3
W larghezza, mm	25	25	25
W larghezza all'intaglio, mm	15	15	-
Numerosità	3	3	3

Tabella 1. Dimensioni dei provini messi a confronto.

5.2 Risultati e discussione

Le immagini rappresentative delle prove sperimentali sono mostrate in Figura 6. , in cui si mostra che la rottura dei campioni dotati di intaglio è avvenuta correttamente nella regione strumentata, mentre, nel caso del campione privo di intaglio questa è avvenuta esternamente.

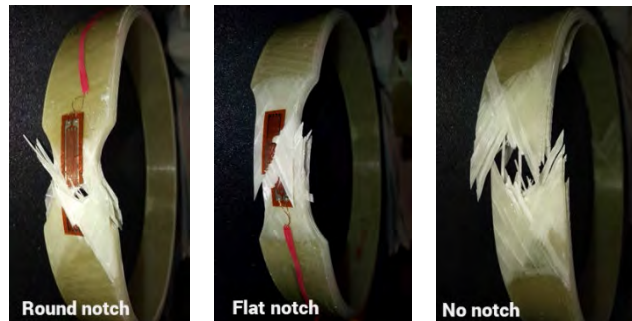


Figura 6. Morfologia della rottura per i tre tipi di intaglio.

A partire dai dati di carico e deformazione rilevati, sono state derivate le curve stress-deformazione, Figura 7. Le curve mostrano che il provino privo di intaglio presenta valori di stress a rottura ben inferiori rispetto a quelli che si osservano per i provini intagliati. Ciò è dovuto al fatto che nel primo caso il cedimento è innescato prematuramente dall'azione esercitata degli spigoli dei dischi sul provino nella regione di separazione dello split-disc. Tuttavia, sebbene il valore di carico unitario a rottura (202 MPa) non risulti attendibile e non caratterizzi l'effettiva resistenza del materiale, resta valido che l'andamento della curva che precede la rottura sia rappresentativo del comportamento del materiale.

Per quanto riguarda i provini dotati di intaglio, l'andamento delle curve stress-deformazione si dimostra sensibile alla forma dello stesso. L'intaglio circolare determina infatti una rigidità e una resistenza apparente maggiore rispetto a quelli con intaglio piatto. Questo fatto è da mettersi in relazione all'effetto geometrico di irrigidimento dovuto alla forma dell'intaglio che aumenta localmente la triassialità degli sforzi. Al contrario, i provini con intaglio lungo mostrano un andamento molto simile a quello senza intaglio, senza tuttavia risentire dell'effetto di bordo dei semi dischi. In questi casi, la rottura avviene correttamente nella regione strumentata.

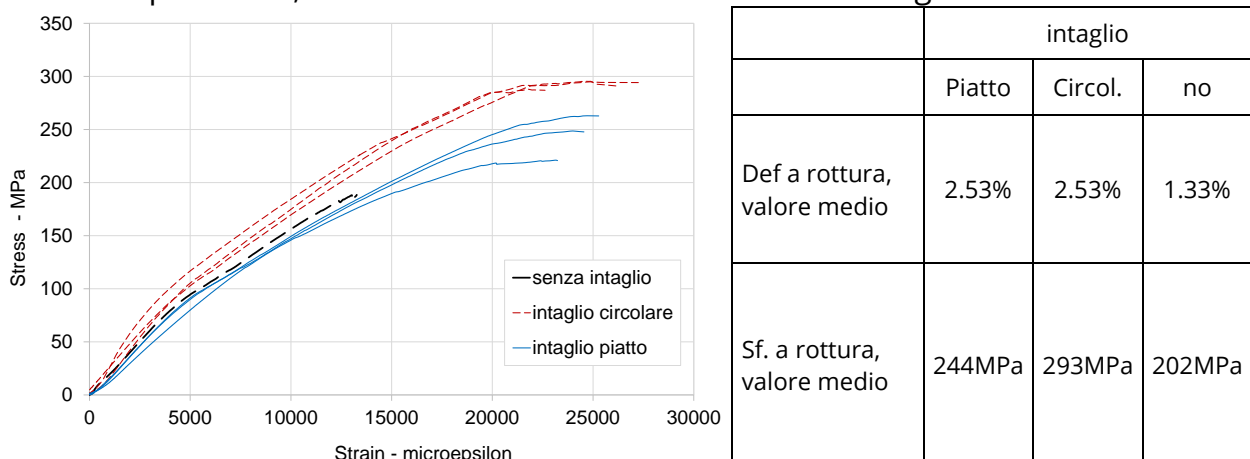


Figura 7. Risultati sperimentali: grafico sforzo-deformazione

Oltre alla già citata elevata triassialità prodotta dall'intaglio circolare che tipicamente causa un effetto di irrigidimento della curva sforzi deformazioni, si ipotizza anche un effetto di differente adesione fibre-matrice. Infatti, sebbene la larghezza all'intaglio sia uguale per entrambi i casi (15mm) le fibre, essendo oblique, hanno maggiore lunghezza di adesione alla matrice nel provino con intaglio circolare, Figura 8. L'adesione è fondamentale per favorire la collaborazione tra fibre adiacenti. Queste, infatti, presentano necessariamente delle interruzioni di continuità e la matrice fornisce il necessario supporto per il trasferimento del carico tra le fibre. In effetti, il fenomeno dello sfilamento delle fibre dalla matrice (pull-out) è stato osservato nella presente campagna sperimentale.

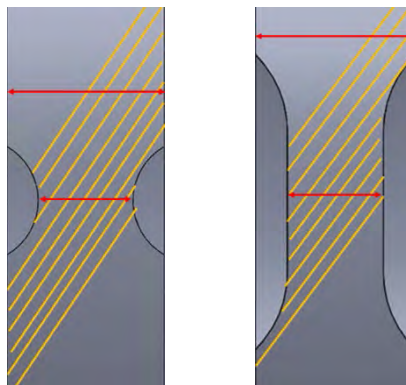


Figura 8. Immagine esemplificativa dell'azione di adesione fibra matrice.

In definitiva si conclude che il provino con intaglio piatto appare il più idoneo a misurare più accuratamente le proprietà meccaniche del materiale fino a rottura, e su questa tipologia si è impostata la campagna sperimentale definitiva. Il tipo senza intaglio, di più semplice realizzazione, appare comunque idoneo alla determinazione delle proprietà elastiche prima della rottura.

5. Caratterizzazione meccanica dell'isolatore

5.1 Piano prove e set-up di test

I provini per la caratterizzazione del materiale provengono dagli isolatori resi disponibili da HITACHY ENERGY e già descritti al capitolo 4. L'estrazione dei ring è avvenuta dal medesimo lotto di produzione e la lavorazione è stata eseguita lontano dalle estremità del mandrino dove l'inversione del processo di *filament winding* determina proprietà non conformi, Figura 9.

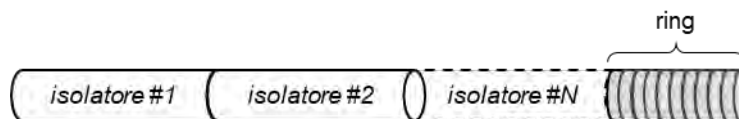


Figura 9. Estrazione dei provini.

A partire da questo materiale, è stato estratto un set di 26 ring dotati di intaglio piatto al fine di determinare le proprietà meccaniche. L'elevato numero di campioni è

necessario per consentire opportune valutazioni statistiche circa la dispersione dei risultati sperimentali. Il set-up di prova impiegato è il medesimo già impiegato per le attività di progettazione del provino e descritto nel capitolo 5.1.

5.2 Risultati

I risultati delle prove definitive sui provini con intaglio lungo, ai quali sono stati aggiunti anche le tre prove preliminari, sono mostrati graficamente in Figura 10 in termini di sforzi e deformazioni. È evidente una certa dispersione dei risultati, attesa per questo tipo di materiale. Data la disponibilità di dati, è stata eseguita una analisi statistica sul campione i cui risultati sono riportati in Figura 10 e da cui emerge un valor medio di rottura di 221.3MPa e un valore di deformazione massima pari a 2.43%.

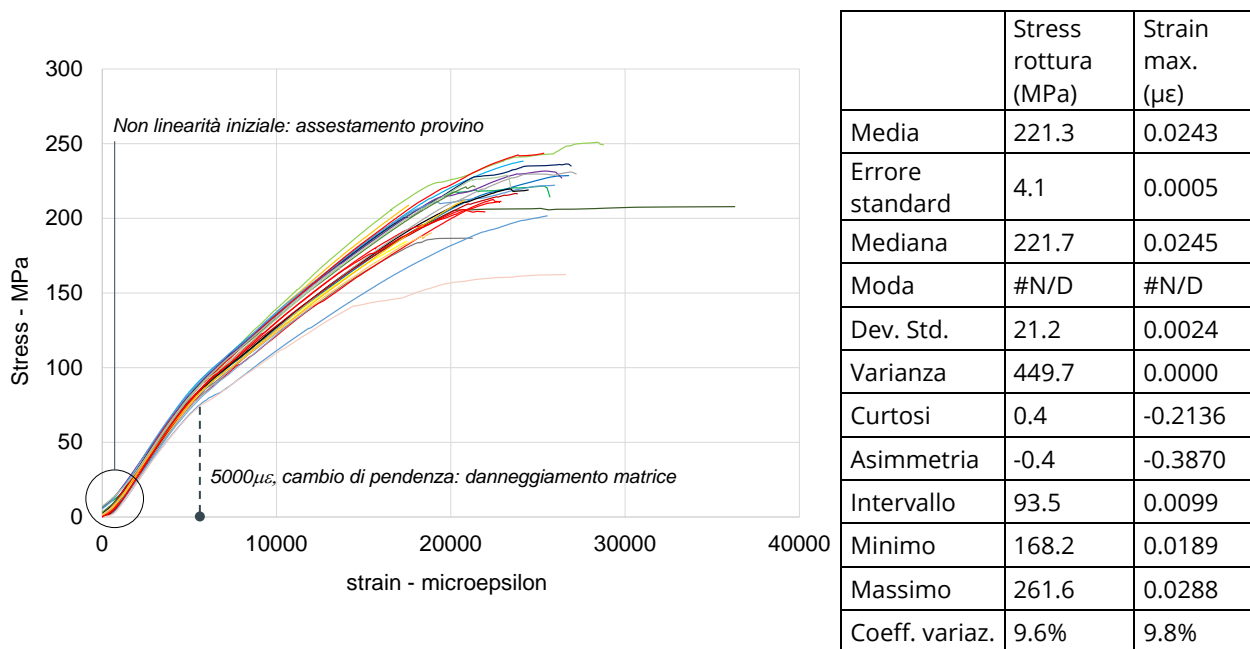


Figura 10. Risultati sperimentali su provino con intaglio piatto e statistiche di riferimento.

Le prove hanno mostrato che il cedimento interviene per la sovrapposizione di più modi di rottura, come riscontrabile in Figura 11: rottura di fibra, matrice, scollamento degli strati e sfilamento. Ciò è dovuto al fatto che la sequenza di laminazione comprende strati orientati secondo vari angoli: $\pm 30^\circ$, ovvero in direzione prevalentemente circonferenziale, e $\pm 68^\circ$, ovvero secondo orientamento prevalentemente assiale. Tutti i provini presentano la rottura all'interno dell'intaglio, e nessuno presenta rottura di fibre negli strati più interni a $\pm 68^\circ$. La rottura interviene nelle fibre degli strati estremi, cioè al diametro esterno e al diametro interno. Il fenomeno di *pull-out* o sfilamento, è mostrato in Figura 11. c) e consiste nella fuoriuscita delle fibre rotte dalla loro sede nella matrice. Ciò dipende dalla modalità di trasferimento del carico dalla matrice alle fibre e dalla bontà di adesione tra fibra e matrice.

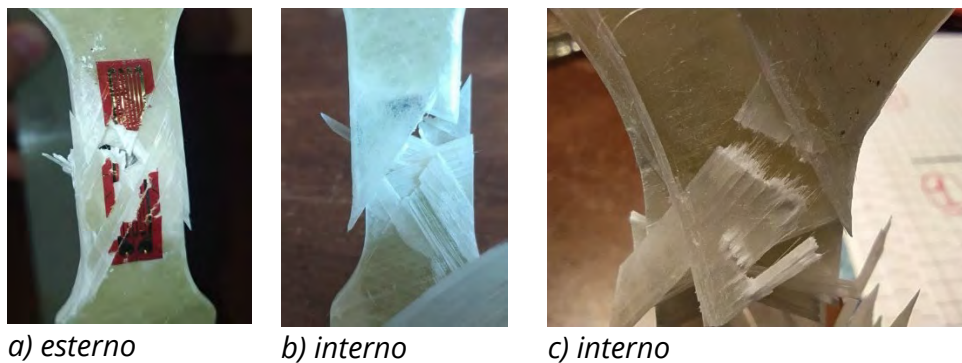


Figura 11. Morfologia della sezione di rottura

6. Discussione dei risultati

Tutte le curve sforzo-deformazione riportate in Figura 10 sono caratterizzate da alcuni tratti comuni.

Ai bassi carichi, si assiste a un assestamento del provino sullo *split-disc*, al recupero di alcune inevitabili ovalità e al raddrizzamento della porzione di provino in corrispondenza dello spazio tra i semi-dischi. Questo risulta in un andamento inizialmente non lineare tra sforzi e deformazioni.

Successivamente, tutte le curve presentano un andamento lineare fino a circa $5000\mu\epsilon$, oltre i quali si osserva un abbassamento della curva che successivamente procede con pendenza ridotta. La causa dall'abbassamento della rigidità è stata investigata con uno studio sperimentale dedicato e non riportato nella presente memoria. L'esito dello studio ha dimostrato che questo comportamento non è da porsi in correlazione né con la presenza dell'intaglio, né con non linearità geometriche reversibili. Si è verificato che il fenomeno è dovuto al danneggiamento della matrice epossidica le cui prestazioni meccaniche risultano compromesse quando il materiale è sottoposto a deformazioni che superano $5000\mu\epsilon$.

7. Conclusioni

A oggi gli standard normativi in materia di caratterizzazione dei materiali per isolatori per applicazioni in alta tensione ancora risentono della storica prevalenza di materiali omogenei e isotropi. L'introduzione di materiali compositi stimola un rapido aggiornamento delle linee guida al fine di poter adeguatamente tener conto dell'intrinseca variabilità dei materiali base impiegati (fibre e resine) e della stabilità del processo di fabbricazione. In questo contesto, nel 2021 INAIL ha promosso un progetto di ricerca mirato a individuare un percorso di caratterizzazione dei materiali basato su test di laboratorio su provini di piccole dimensioni al fine di sviluppare nuovi criteri di accettazione dei lotti, in grado di tener conto delle peculiarità dei nuovi materiali ed evitare lunghe e costose attività sperimentali.

Le attività sperimentali fin qui eseguite supportano la definizione di un processo di caratterizzazione basato sull'impiego di provini di tipo *ring* ispirato alle ASTM D2290 o EN 1394 e hanno consentito di disegnare, studiare e validare uno specifico disegno di provino rispondente alle specificità costitutive dei componenti tubolari prodotti con *filament winding*. La procedura è stata successivamente applicata a un isolatore per interruttori alta tensione 145/170 kV. Attraverso una campagna di testing è stato possibile caratterizzare le proprietà meccaniche e i relativi parametri statistici di dispersione, nonché studiare in dettaglio i meccanismi di danneggiamento/rottura. I risultati promuovono la definizione di requisiti di accettazione da trasferire in specifici standard simili a quelli oggi esistenti per i materiali metallici e orientati non solo agli isolatori per alta tensione ma anche ad altre applicazioni come serbatoi in polimeri rinforzati con fibre di vetro.

La caratterizzazione dei materiali compositi è di fondamentale rilevanza nel processo più ampio di realizzazione di schede di accettazione degli stessi, che dovranno essere necessariamente orientate secondo specifiche puntuali relative alla produzione ed alle prove atte a determinarne le caratteristiche chimiche e meccaniche.

8. Ringraziamenti

Gli autori desiderano ringraziare HITACHI ENERGY per l'interesse verso il progetto e averne supportato le attività sperimentali con la fornitura di campioni di materiale.

9. Bibliografia

[1] Ferino et al. Progettazione e fabbricazione di attrezzature a pressione in composito: proposte per la caratterizzazione e l'accettazione dei materiali. Atti della Conferenza *Sicurezza e affidabilità delle attrezzature a pressione - SAFAP 2021. Roma, 16-18 novembre 2021*.

[2] Direttiva 2014/68/UE – Articolo 1 “Ambito di applicazione” Punto 2. Sono esclusi dall'ambito di applicazione della presente direttiva: [omissis] lettera l) gli alloggiamenti per apparecchiature ad alta tensione come interruttori, dispositivi di comando, trasformatori e macchine rotanti.

[3] IEC 61462:2007 EC. Composite hollow insulators - Pressurized and unpressurized insulators for use in electrical equipment with rated voltage greater than 1 000 V - Definitions, test methods, acceptance criteria and design recommendations. 2007.

[4] ASTM D2290-19a - Standard Test Method for Apparent Hoop Tensile Strength of Plastic or Reinforced Plastic Pipe. Settembre 2019

[5] EN 1394 - BS EN 1394:1997 - Plastics piping systems. Glass-reinforced thermosetting plastics (GRP) pipes. Determination of the apparent initial circumferential tensile strength, 1997

[6] ASTM E8/E8M-22 Standard Test Methods for Tension Testing of Metallic Materials, 2022.

Serbatoi GNL orizzontali, problematiche e soluzioni

E. M. Ognibeni¹, L. Iori¹, P. Beber², A. Turri², M. Oss³, G. Pilzer⁴

¹ Servizio Sicurezza Impianti e Macchine, UOPSAL, APSS Trento

² UOPSAL, APSS Trento

³ Inail - Uot di Bolzano

⁴ VVF Trento

Abstract

Le ditte distributrici di energia offrono agli utenti distanti dai sistemi di distribuzione del gas naturale a rete sistemi di fornitura con stoccaggio del gas naturale in fase liquida a bassa temperatura (GNL). Tale tipologia di fornitura e stoccaggio a bassa temperatura comporta delle specifiche tecnologie impiantistiche e di gestione. Sul territorio della Provincia Autonoma di Trento in particolare, per ragioni di tipo ambientale, i serbatoi di accumulo sono installati orizzontalmente, il che comporta l'adozione di particolari accorgimenti ai fini della sicurezza della gestione dell'impianto.

A seguito di un grave incidente l'organo ispettivo in materia di sicurezza sul lavoro ha analizzato le misure preventive utilizzate per la realizzazione del particolare insieme a pressione, costituito da: serbatoio di stoccaggio di GNL; attrezzature a pressione ad esso collegate; apparecchiature di sicurezza e controllo/misura installate. Inoltre, sono state analizzate le procedure operative applicate. Successivamente è stata messa in campo un'azione di miglioramento, con la modifica non sostanziale dell'impianto, la revisione dei parametri di gestione e delle procedure operative.

Vista la grande attenzione degli utenti non serviti della rete gas metano, questa esperienza di miglioramento contribuisce a ridurre la probabilità di incidenti aumentando l'affidabilità impiantistica.

Keywords: GNL, sicurezza, affidabilità.

1. Introduzione

Il particolare momento storico in cui ci troviamo rivela come vi sia una maggiore attenzione all'impiego del GNL in quanto consente anche agli utenti privi della possibilità di accedere ad una rete di distribuzione, di poterne fruire. Inoltre, il GNL è un combustibile ecologico rispetto a quelli più tradizionali quali ad esempio gli olii combustibili, il gas di petrolio liquefatto, il gasolio ecc. Il GNL è ottenuto dalla liquefazione del gas naturale per raffreddamento e condensazione ed è composto da metano per oltre il 90%, ha una massa volumica compresa tra 430 e 470 kg/m³, ha una temperatura di ebollizione compresa fra -166/-157 °C ed un potere calorifico inferiore di circa 48116 MJ/kg (11500 kcal/kg). Un aspetto interessante è

rappresentato dalla riduzione di volume ottenuta mediante la liquefazione, 570/590 m³ di gas per m³ di GNL, questo ne consente il trasporto con serbatoi criogenici, su apposite navi metaniere o mediante autocisterne stradali. Gli ambiti di utilizzo del GNL spaziano dall'industriale: utenze termiche, impianti ridondanti di back up, impianti di produzione multienergetici; alle utenze civili lontane dalla rete di distribuzione; all'autotrazione. È possibile quindi la realizzazione di distributori sia di GNL che di gas naturale in fase gassosa in siti non connessi alla rete di distribuzione. Il presente documento, analizzando un evento indesiderato avvenuto relativamente ad un serbatoio di stoccaggio di GNL criogenico fisso orizzontale a servizio di un'utenza civile, riporta le cause e le soluzioni che sono state adottate e che possono fornire un utile riferimento per altri impianti con serbatoi di GNL installati orizzontalmente. Si è ritenuto utile affrontare questo particolare tema in quanto sul territorio della Provincia Autonoma di Trento, per ragioni paesistiche e di tutela del paesaggio, tutti gli impianti di stoccaggio di GNL installati (7) sono di tipo orizzontale. Il mantenimento ad un valore costante della pressione nel serbatoio avviene senza intervento dell'operatore mentre le operazioni di rifornimento dei serbatoi, mediante travaso da autocisterna, necessitano dell'intervento manuale degli operatori. In questo caso le attività di tipo organizzativo - gestionale che devono essere opportunamente programmate e pianificate e regolate rappresentano l'oggetto della presente trattazione.

2. Le particolarità del GNL

Il gas naturale liquefatto GNL è ottenuto generalmente dal gas naturale GN estratto dal sottosuolo dopo trattamenti di pulizia, preparazione e di liquefazione. Dal GN estratto devono infatti prima essere tolti elementi corrosivi quali H₂S, CO₂ ed elementi quali, N₂, acqua, idrocarburi a catena lunga (C₅+), ecc. che abbassano il contenuto energetico del gas. Questo gas viene poi sottoposto ad un processo di liquefazione molto energivoro, in genere costituito da ripetute compressioni, raffreddamenti ed espansioni, per poi essere stoccato alla temperatura di circa -160°C (1 bar) in grandi serbatoi criogenici. Il GN non può essere liquefatto con il solo aumento della pressione a temperatura ambiente perché si otterrebbe un gas compresso ossia il GNC (gas naturale compresso a 200-300 bar circa).

A puro titolo di esempio si riporta la composizione del GN e GNL di diversa provenienza.

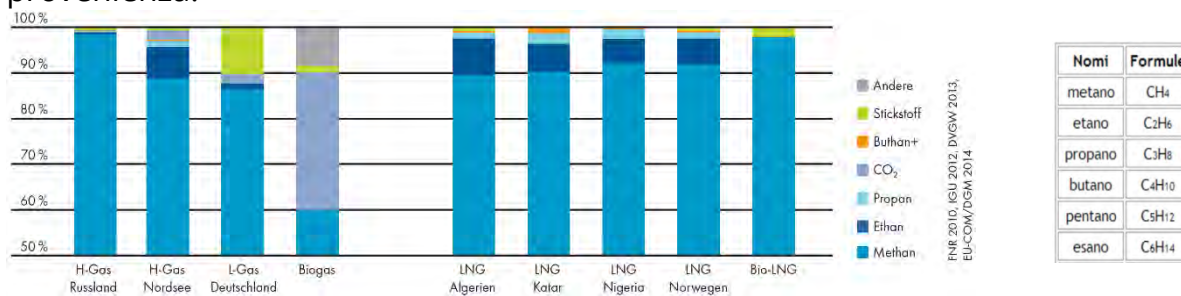


Figura 1. Composizione del GN e GNL proveniente da vari luoghi [A]

I serbatoi criogenici installati presso gli utilizzatori vengono quindi riforniti con GNL composto in prevalenza da metano (circa 98%), etano, propano, e tracce di composti a più di 4 atomi di carbonio e questa composizione varia a seconda del luogo di estrazione e di preparazione del gas naturale GN. Viene mantenuto a basse temperature (inferiori a -80°C ; la temperatura critica del metano è $-82,6^{\circ}\text{C}$, sopra questa temperatura non è quindi più possibile avere il gas allo stato liquido.) e sotto pressione.

Le proprietà del GNL sono funzione della sua composizione. La densità del GNL è normalmente compresa tra 430 kg/m^3 e 470 kg/m^3 (in genere viene indicato il valore medio di 450) in casi particolari può raggiungere i 520 kg/m^3 e dipende anche dalla temperatura del liquido.

Mentre il metano è più leggero dell'aria ($0,7\text{ kg/m}^3$ – aria circa 1 kg/m^3), ed evapora rapidamente all'aria aperta, il GNL freddo sversato può rimanere sul terreno o in un locale chiuso per qualche tempo. Il GNL evapora rapidamente se riscaldato, in relazione alle condizioni ambientali, raffreddando l'aria e condensandone l'umidità contenuta. Se il GNL viene sversato sull'acqua galleggia fino alla completa evaporazione. La transizione di fase da liquido a gas è caratterizzata da un improvviso cambiamento di densità e quindi di volume (1/600).

Il GNL deve essere stoccato in serbatoi ben isolati termicamente al fine di contenere l'aumento della temperatura (-160°C) e quindi della pressione. Il calore proveniente dall'esterno infatti provoca l'evaporazione del liquido nel serbatoio. Questi vapori sono chiamati gas di evaporazione (boil-off gas BOG). Il BOG provoca l'aumento della pressione nel serbatoio e quindi deve essere rilasciato. Può essere inviato all'utilizzo ma, se non vi è questa possibilità, la pressione nel serbatoio può aumentare fino al limite della pressione di taratura delle valvole di sicurezza provocandone l'apertura ed il gas viene convogliato alla torcia fredda e disperso in ambiente.

Nel recente periodo trascorso purtroppo questo evento si è verificato in più occasioni a causa della chiusura forzata delle attività, dato il calo di consumi. Oltre ad una perdita economica per il GNL rilasciato in atmosfera, possono verificarsi problemi di sicurezza e di inquinamento ambientale. Infatti, il GNL è un gas con effetto serra 25 volte maggiore della CO_2 .

Il GNL è un gas criogenico e dunque provoca ustioni da freddo per contatto e può provocare infragilimento dei materiali non resistenti alle basse temperature.

Nell'evaporazione del GNL si liberano prima i componenti a più alto punto di ebollizione (quelli cioè con + atomi di C) formando un gas molto infiammabile ed esplosivo. I limiti di esplosione per le miscele di metano/aria vanno da circa 4,4% al 17 %. La temperatura di fiamma del GNL o GN è elevata, brucia più velocemente e genera più calore rispetto ai combustibili liquidi.

3. Scenari incidentali

I possibili scenari incidentali sono legati ai seguenti eventi [B]:

3.1. Flash

Il GNL è stoccato nei serbatoi ad una data pressione (legata alla temperatura di stoccaggio). Una improvvisa perdita di pressione, ad esempio per rottura di una flangia del circuito in fase liquida, genera un'evaporazione istantanea del liquido detto "flash" con la liberazione di un'elevata energia tanto maggiore quanto maggiore è la differenza tra la temperatura di stoccaggio e la temperatura di ebollizione a pressione atmosferica.

3.2. Rilascio di GN in fase liquida

Il rilascio di GNL sotto forma di getto provoca l'evaporazione istantanea (flash) con simultanea espansione nella direzione del rilascio. Una parte del GNL è presente nella nube di gas sotto forma di aerosol in continua vaporizzazione e miscelazione con l'aria, mentre la rimanente parte si depositerà al suolo sotto forma liquida per poi dare origine ad un'intensa evaporazione con velocità decrescente per arrivare ad un valore costante, che dipende dalle caratteristiche termiche del suolo e della temperatura ambientale.

Il rapporto di espansione è di circa 1/600 cioè ogni litro di liquido produce 600 litri di gas. Inizialmente il gas evaporato è a temperatura vicina a quella del GNL, più denso dell'aria ambiente e tende a stratificarsi verso il basso, poi, quando la temperatura aumenta, la miscela gassosa diventa più leggera dell'aria. Se il rilascio liquido viene immediatamente innescato si origina un jet fire o un pool fire, in funzione della fase rilasciata e della frazione di liquido in grado di accumularsi sul terreno. Se non accadono tali eventi la dispersione del gas o l'evaporazione della pozza creano una nube infiammabile in grado di originare, in caso di innesco ritardato, un flash fire. Qualora tale nube raggiunga un'area confinata, in caso di innesco, è probabile un'esplosione.

3.3. Rilascio di GN in fase gassosa

Il gas naturale in fase gassosa che fuoriesce, ad esempio da una valvola, ha inizialmente una temperatura più bassa dell'aria ambiente, è più denso e tende quindi ad accumularsi sul terreno. La condensazione dell'umidità atmosferica genera nebbie ben visibili. Il gas naturale successivamente si riscalda per scambio termico con il terreno e l'aria e diminuisce di densità fino a diventare più leggero dell'aria e quindi si disperde in atmosfera. Una fonte di innesco, ad esempio, provocherebbe una combustione che si propagherebbe a bassa velocità.

Al solo scopo di dare un riscontro visivo degli gli scenari incidentali sopradescritti si riportano due fotogrammi estratti da un video di un evento verificatosi nel 2012, che mostrano l'esplosione di un'autocisterna che trasportava GNL su un'autostrada della provincia di Hunan in Cina centrale. Nell'incidente hanno perso la vita cinque persone e l'esplosione ed è stata così potente che il giorno successivo l'evento la cisterna presentava ancora fiamme vive.



Foto 1 e 2. Esplosione di un'autocisterna che trasportava GNL, Hunan Cina centrale [C]

4. La geometria del serbatoio

Lo stoccaggio del GNL a temperature criogeniche comporta particolari difficoltà esecutive. La misura del grado di riempimento del serbatoio non può avvenire mediante normali sensori di livello ma deve essere ricostruita attraverso la misura del peso della colonna di GNL all'interno del serbatoio. Tale misura si ottiene in via indiretta, mediante misura della differenza delle pressioni fra il fondo e la sua sommità del serbatoio, differenza poi composta con la densità del GNL.

La geometria dei serbatoi è di tipo cilindrico e, nella dislocazione in posizione verticale, la variazione di volume V_V del GNL è direttamente proporzionale alla variazione dell'altezza del livello del liquido "h" (1) in esso contenuto,

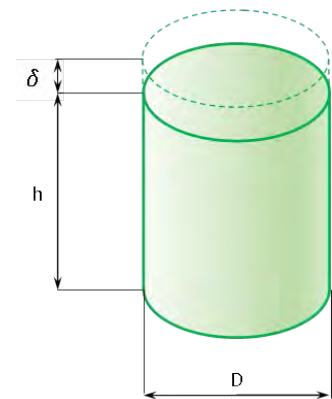
$$V_V = h * \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2 \quad (1) \quad \delta = L - h \quad (2)$$

e quindi il grado di riempimento è direttamente proporzionale all'altezza della colonna di GNL misurata. Nella dislocazione dei serbatoi in orizzontale la diversa conformazione geometrica porta il volume del liquido contenuto V_0 a dipendere, in modo non lineare, dall'altezza del livello del liquido "h" secondo la relazione (3):

$$V_0 = L * \left[\left(\frac{D}{2}\right)^2 * \arccos\left(1 - \frac{2 * h}{D}\right) + \left(h - \frac{D}{2}\right) \sqrt{D * h - h^2} \right] \quad (3) \quad \delta = D - h \quad (4)$$

Dall'analisi della formula (3) ad un certo incremento dell'altezza del livello del liquido "h" non corrisponde una proporzionale variazione del grado di riempimento e questo dipende anche dal particolare grado di riempimento raggiunto.

Preso come esempio un serbatoio di diametro $D=2,5$ m e volume di $V=50$ m³, a cui corrisponde, senza considerare i fondi bombati reali, una lunghezza $L=10,19$ m, è possibile esprimere, mediante il grafico 1, le relazioni (2) e (4). Si mette così in evidenza l'andamento del volume del liquido contenuto al variare dell'altezza "δ" fra la volta del serbatoio ed il pelo libero del liquido stesso, nei due casi, V_0 (tracciato blu) e V_V (tracciato rosso) con serbatoio disposto in orizzontale ed in verticale rispettivamente.



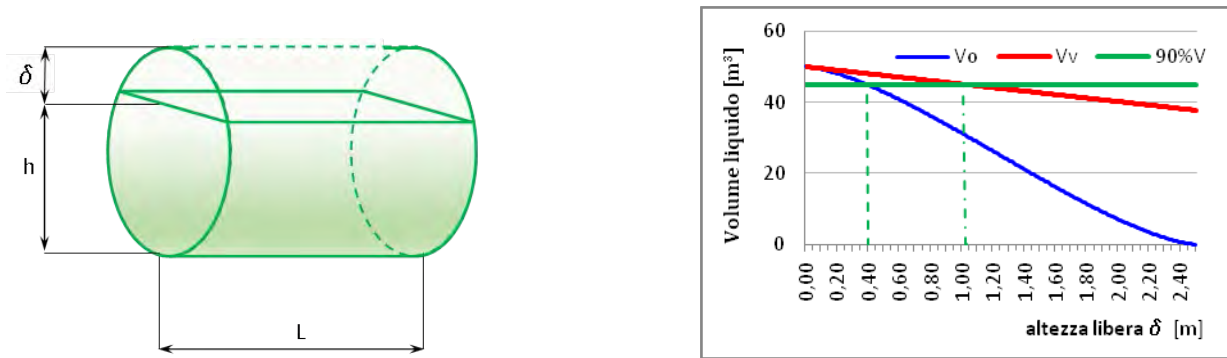


Grafico 1. Volume di riempimento di un serbatoio, in orizzontale V_o e in verticale V_v , al variare dell'altezza " δ " fra pelo libero del liquido e la volta del serbatoio.

Il grafico 1 evidenzia come il grado di riempimento del serbatoio del 90%, indicato con la linea verde (90%V), corrisponde ad un'altezza libera " δ " di circa 1,019 m nel caso di serbatoio verticale contro 0,39 m nel caso di serbatoio orizzontale. Nelle fasi terminali del riempimento di un serbatoio orizzontale di GNL, i margini di operatività sono quindi complicati dal ristretto margine di altezza libera disponibile all'interno del serbatoio stesso. Anche l'utilizzo di pressostati differenziali di classe 0,5, che con GNL di densità 450 kg/m^3 , corrisponde, teoricamente, alla possibilità di apprezzare la variazione del livello di GNL di 13 mm, non migliora le condizioni di misura a causa degli inevitabili fenomeni di roll over interni al serbatoio in fase di riempimento.

5. Descrizione dell'impianto oggetto di intervento

L'impianto di stoccaggio e gassificazione del GNL alimenta un'utenza civile con grandi consumi e lontana dalla rete di distribuzione del metano. Tutto l'impianto è certificato come insieme per costituire un tutto integrato e funzionale secondo la Direttiva 2014/68/UE (PED) applicando le norme standardizzate EN 13458, EN 13445, EN13480. L'impianto è costituito principalmente dalle seguenti attrezzature: un serbatoio criogenico di capacità geometrica nominale superiore a 50 m^3 ad asse orizzontale installato fuori terra; un impianto di ri-gassificazione; un regolatore di pressione; un punto di carico per effettuare il riempimento mediante scarico delle autobotti; tubazioni di collegamento; strumentazione; accessori di controllo, regolazione e sicurezza atti a proteggere il serbatoio dal superamento dei limiti massimi di pressione PS, temperatura TS e riempimento previsti dai calcoli di progettazione.

In particolare, il serbatoio è a doppia parete con intercapedine sottovuoto, riempita di materiale isolante. La pressione massima di progetto è pari a 11 bar mentre la pressione d'esercizio, in condizioni normali è, compresa tra 3 bar e 5 bar. La temperatura di progetto del serbatoio interno è di -196°C . A servizio di questo sono installate 4 valvole di sicurezza delle quali due tarate alla pressione di 11 bar e due a 12,1 bar. Gli scarichi delle valvole di sicurezza e di espansione termica vengono convogliati alla torcia fredda.

5.1. Evento anomalo nella fase di caricamento del serbatoio GNL

Nella fase di caricamento del serbatoio GNL si è verificato un evento anomalo che ha comportato il sovra riempimento del serbatoio. È seguito il blocco dell'erogazione del gas alle utenze, che ha provocato un aumento repentino della pressione interna del serbatoio ed il successivo intervento delle valvole di sicurezza. Tale condizione ha provocato la fuoriuscita di GNL dalla torcia di scarico, posizionata sopra il serbatoio. Lo sversamento verso il basso ha investito il mantello esterno del serbatoio stesso e ha provocato la formazione di una nube di gas di GNL che si è estesa nell'area dell'impianto. In questa condizione si è reso necessario l'intervento sul posto dei Vigili del Fuoco per mettere in sicurezza l'impianto e l'area circostante. Foto 3, Impianto durante lo sversamento



5.2. Attività svolte nell'immediatezza

Successivamente all'allarme giunto in Centrale Operativa 115 da parte di un manutentore degli impianti, sono stati attivati i locali Vigili del Fuoco volontari, inviando contestualmente delle risorse del Corpo Permanente di Trento a mezzo elicottero e via terra con le necessarie dotazioni. E' stato palesato, fin da subito, il sovra riempimento del serbatoio, con fuoriuscita incontrollata di gas e fase liquida del prodotto, anticipata dal blocco degli utilizzi per eccesso di pressione. Le operazioni di controllo e messa in sicurezza dell'area con gas freddo ancora presente al suolo da parte dei soccorsi intervenuti hanno confermato l'assenza di persone, unitamente alla verifica ed eventuale allontanamento di sorgenti di innesco legate all'impiantistica installata e/o a fonti terze. Si è progressivamente constatata l'integrità del serbatoio e la condizione di vuoto nell'intercapedine, escludendo per il momento la fessurazione del mantello esterno investito dal flusso criogenico dello spandimento. Per ricondurre verso una situazione ordinaria i parametri interni di pressione e grado di riempimento, sono stati riavviati gli impianti termici utilizzatori del gas alla massima potenza disponibile col fine di consumarlo. Il riavvio si è reso possibile solo dopo l'apertura manuale di una valvola di bypass nel sistema di gassificazione, che era in blocco a seguito delle sovrappressioni generatesi nel sovra-riempimento.

5.3. Messa in sicurezza

Il giorno successivo, post confronto fra tecnici della ditta installatrice e tecnici Vigili del Fuoco del Corpo Permanente, si è concordata una linea di azione per svuotare il serbatoio, permettendo così l'effettuazione di controlli non distruttivi atti a

confermare l'integrità dello stesso e parallelamente condurre la ricerca delle cause del sinistro.

Si è quindi montato un sistema di svuotamento in emergenza per consumare direttamente in fase liquida il GNL presente con capacità massima della torcia a caldo dell'ordine di 1200 kg/h, raddoppiato nei giorni successivi mediante un'analogia torcia del CNVVF. Tale sistema è rimasto inoperante, lasciando per una settimana gli impianti utilizzatori al massimo della potenza disponibile, con consumi stimabili nell'8% al giorno. Successivamente si è concordato una bonifica a mezzo torce calde di circa il 35% del contenuto, pari a 9300 kg, è stata consumata la fase liquida sfruttando la sola pressione interna del serbatoio, poi implementata mediante l'attivazione del vaporizzatore interno. Nella fase finale sono stati collegati 3 pacchi da 16 bombole/cad di azoto compresso 50 litri a 200 bar, per pressurizzare e consumare il rimanente metano nel serbatoio, consegnandolo infine bonificato per le successive operazioni. La successiva analisi dell'evento incidentale ha coinvolto tutte le parti interessate dal gestore al proprietario, costruttore, enti di controllo, ecc. portando alla stesura di un programma di azioni per la rimessa in funzione in sicurezza del serbatoio. E' stato stabilito un programma di controlli sul serbatoio e sulla strumentazione al fine di escludere danneggiamenti degli stessi e una revisione delle procedure per il rifornimento e per l'emergenza.

5.4. Controlli effettuati per valutare l'integrità del serbatoio GNL.

I punti principali del piano di controllo sono stati: la prova del vuoto dell'intercapedine; l'analisi dell'andamento della pressione all'interno del serbatoio; i controlli non distruttivi sul serbatoio; la verifica della corretta taratura delle valvole di sicurezza; la sostituzione di alcuni dispositivi di sicurezza automatici (indicatore e interruttore di livello) ritenuti più performanti; la verifica del corretto funzionamento dell'intero impianto GNL.

Dato l'esito positivo dei controlli effettuati si è potuto rimettere in esercizio l'impianto.

5.5. Principali misure volte ad evitare il sovra-riempimento del serbatoio

Le principali protezioni atte ad evitare il sovra-riempimento del serbatoio, al momento dell'evento, erano: un trasmettitore di livello (pressostato differenziale per la misura del grado di riempimento) per allarme alto livello impostato all'86% e soglia di allarme e di blocco per altissimo livello all' 88% del volume del serbatoio; uno switch di altissimo livello (seconda protezione di sovra-riempimento), che comanda l'allarme relativo e la chiusura della valvola sulla linea di riempimento al 90% circa del volume del serbatoio.

Sono state analizzate dal costruttore dell'impianto GNL le cause probabili che hanno portato all'evento, in particolare:

– Analisi delle impostazioni del sistema di misura del grado di riempimento del serbatoio. La verifica delle impostazioni ha messo in evidenza una non ottimale calibrazione dei pressostati differenziali del sensore di livello e l'impostazione del

volume di riferimento pari al volume della denominazione commerciale del serbatoio in luogo di quella effettiva, con una ripercussione sulla misura del grado di riempimento, sempre in difetto. Con serbatoi disposti orizzontalmente ed il conseguente ridotto campo di operatività risulta essenziale provvedere alla sistematica calibrazione dei pressostati differenziali destinati alla misura del grado di riempimento.

– Analisi dati telemetria. Dall'analisi della telemetria effettuata dal gestore/costruttore dell'impianto, i dati trasmessi dal sistema di telemetria hanno mostrato un funzionamento regolare del sistema di blocco, con intervento alla seconda soglia del Trasmettitore di livello, che ha comandato la chiusura della valvola sulla linea di riempimento quando il livello del liquido nel serbatoio ha raggiunto circa 88,5% del volume interno. La pressione nel serbatoio, al momento della chiusura della valvola, era pari a 3,6 bar. Trascorsi circa 15 minuti dal termine del carico, la pressione nel serbatoio è salita repentinamente fino al valore di 11,9 bar facendo aprire le valvole di sicurezza alla loro pressione di taratura. Il sistema di rivelazione gas, attivato dalla fuoriuscita di GNL, ha comandato la chiusura delle valvole pneumatiche; inoltre, lo switch d'altissimo livello (tarato al 90%) non è intervenuto in quanto il trasmettitore di livello aveva già bloccato il riempimento al 88,5%.

– Verifica documentale del carico. Dai documenti di trasporto si è rilevato che la densità del liquido era pari a 427 kg/m^3 , bassa, in riferimento al valore standard di 450 kg/m^3 , ed in funzione del quale era stata tarata la strumentazione di misura del livello di riempimento. Dall'analisi delle forniture all'impianto nell'ultimo biennio, riportate nel Grafico 2, emerge che la densità del gas fornito all'impianto, in molte occasioni, era inferiore al valore medio standard di 450 kg/m^3 di taratura della strumentazione (linea verde). Ciò ha comportato, durante la fase di riempimento del serbatoio, una sottostima del livello effettivo da parte della strumentazione. L'impostazione della strumentazione con un valore di densità pari a 435 kg/m^3 (linea rossa), consente una misura del grado di riempimento del serbatoio in favore della sicurezza e più precisa di almeno il 3%.

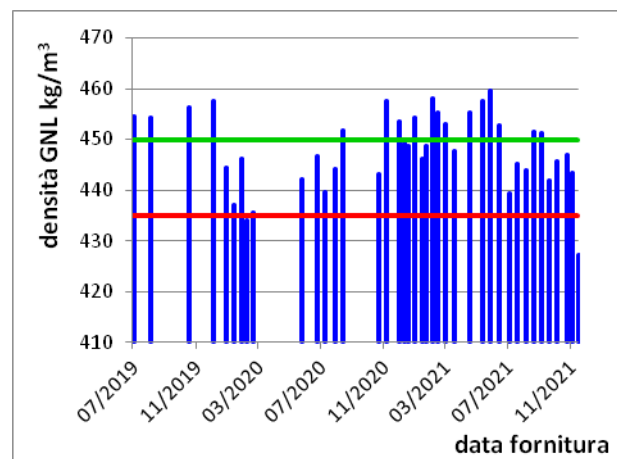


Grafico 2. Valori della densità del GNL dei rifornimenti dell'impianto nell'ultimo biennio

Alla luce degli approfondimenti effettuati si è concluso che il sovra-riempimento, e l'intervento dalle valvole di sicurezza verificatisi, è stato causato da vari fattori concomitanti, tra cui il principale legato alla bassa densità del GNL. La densità del GNL in fase di caricamento, infatti, era inferiore alla densità del GNL di taratura della strumentazione di misura del grado di riempimento; ciò ha causato una sottostima

del livello effettivo da parte della strumentazione. Gli altri fattori concomitanti che hanno influito sull'accadimento del sovra-riempimento del GNL sono da ricollegare alla non ottimale calibrazione dei pressostati differenziali destinati alla misura del grado di riempimento e ad una assunzione del volume del serbatoio pari al valore della denominazione commerciale, in luogo dell'effettiva capacità, che si discosta sempre in difetto. In questo modo, il grado di riempimento del serbatoio, invece che vicino all'88% (valore al quale il sistema ha azionato la chiusura della valvola sulla linea di riempimento) era prossimo a colmare il volume massimo interno. Il limitato spazio disponibile per la fase vapore, che veniva ridotto ulteriormente dalla dilatazione termica del GNL, ha causato un incremento repentino della pressione interna, che ha comportato l'apertura delle valvole di sicurezza, una volta raggiunta la loro pressione di taratura.

6. Azioni di miglioramento messe in atto

A seguito dell'evento e delle analisi svolte, l'impianto e le misure organizzative per la sua gestione sono stati rivisti e migliorati.

6.1. Configurazione della torcia fredda

Nei sopralluoghi è emersa la criticità della zona di installazione della torcia fredda, sfogo delle valvole di sicurezza e degli sfiati dell'impianto di stoccaggio del GNL. Da progetto era posizionata sopra il mantello del serbatoio e nel corso dell'incidente questo risultava fattore critico, in quanto il GNL fuoriusciva a bassissima temperatura anche in basso, lambendo la superficie esterna del serbatoio, con possibili criticità per la resistenza meccanica del mantello e quindi di conservazione del vuoto. Si è evidenziata anche la presenza del rischio di investimento di gas/liquido a bassissima temperatura, per i lavoratori che accidentalmente si potevano trovare nella zona di passaggio per accedere all'impianto, parzialmente sotto la zona di sversamento di GNL dalla torcia fredda.

Il costruttore ha provveduto perciò a modificare la posizione della torcia fredda, collettore degli sfiati, in modo che, l'eventuale sversamento di GNL avvenga in una zona sicura, senza interessare il mantello esterno o altre strutture dell'impianto e fuori dalle zone di passaggio o stazionamento di lavoratori. Il costruttore ha predisposto anche la prevista documentazione e ciò non ha determinato la ricertificazione dell'impianto.

6.2. Misure tecniche impiantistiche adottate a seguito dell'evento

Al fine di ridurre ulteriormente l'eventualità di sovra-riempimenti nella fase di rifornimento, sono state effettuate le seguenti modifiche impiantistiche su indicazione del costruttore: sostituito il trasmettitore di livello attuale con uno nuovo con soglia di allarme alto livello ridotta da 86% attuale a 83 %, blocco di livello portato dall'attuale 88% a 84%; disinstallato lo switch di altissimo livello, che comanda la chiusura della valvola riempimento al 90% del livello e allarme collegato; installato, al

suo posto, un nuovo trasmettitore di livello che segue le stesse logiche d'allarme e blocco ma con soglia tarata a 85% invece che a 90%. Entrambi gli strumenti sono stati tarati per densità del GNL pari a 435 kg/m^3 invece della precedente 450 kg/m^3 , migliorando l'accuratezza della lettura ed aggiungendo un ulteriore margine di sicurezza.

6.3. Revisione delle procedure

Le operazioni di scarico del GNL risultavano essere state effettuate da una ditta specializzata del settore con autisti preparati. Tuttavia, nella verifica delle documentazioni acquisite dal fornitore e dal committente, sono emerse palesi carenze nella gestione della fase di consegna e relativo scarico del GNL nel serbatoio interessato. Tali carenze sarebbero riconducibili a tre principali criticità:

- a) procedure di consegna del GNL;
- b) valutazione dei rischi interferenti fra le attività svolte dai vari soggetti che operano sull'impianto (proprietario impianto, fornitore GNL, manutentori e utilizzatore dell'impianto);
- c) valutazioni relative al rischio di esplosione per la presenza di atmosfere esplosive. Dall'indagine svolta, per ciascuna criticità si è provveduto a contestare alle parti interessate i contenuti ed a richiedere una loro revisione sui i seguenti aspetti:
 - a) controllo preventivo delle caratteristiche fisiche del GNL, pre-carico del serbatoio del cliente. La procedura ha infatti inserito l'obbligo, per l'operatore che esegue il travaso del GNL camion-serbatoio, di effettuare prima dello scarico, il controllo del valore di densità del GNL riportato sui documenti di trasporto, consegnati al momento del carico camion. Se questo valore dovesse risultare inferiore a 435 kg/m^3 - valore di taratura dei misuratori di livello del serbatoio - il livello massimo di riempimento deve essere ulteriormente ridotto del 5% e nel caso specifico, il livello massimo di riempimento non deve superare il valore dell'80% della capacità totale;
 - b) a fronte della Valutazione dei Rischi eseguita dal cliente che utilizza il GNL, considerata l'esistenza di rischi derivanti da interferenze presenti nell'esecuzione delle attività appaltate per la fornitura di GNL e per la manutenzione dell'impianto, sono state rilevate tutte le possibili situazioni d'interferenza, inserite nel D.U.V.R.I. (ex art. 26 del d.lgs.81/08) e condivise con tutti gli attori. Principali aspetti individuati: pericolo di investimento, durante l'arrivo, transito, partenza del camion cisterna all'interno ed in prossimità dell'azienda; rumore dovuto all'utilizzo di macchinari; irritazione da inalazione-contatto per uso di prodotti chimici e sostanze, in funzione delle caratteristiche del prodotto, desumibile dalla rispettiva scheda di sicurezza; eventi di elettrocuzione; sversamenti accidentali di GNL.

Si mette in evidenza che per quanto riguarda le fasi di scarico del GNL, fra le azioni adottate al fine di garantire l'assenza di rischi, da parte del cliente è stata predisposta una specifica "Check-list", che, compilata al momento dell'arrivo del mezzo, viene poi registrata negli atti aziendali. Vi sono dei punti di controllo, sull'attività svolta dagli autisti prima di poter accedere all'impianto ed iniziare le operazioni di scarico. Ad

esempio, il personale del cliente utilizzatore, controllerà che l'autista abbia verificato (da documenti di trasporto) la densità del GNL da caricare nel serbatoio e qualora anche una sola delle verifiche previste non venisse rispettata, non risulterà possibile procedere allo scarico.

c) l'impianto di stoccaggio, di vaporizzazione e di riduzione del GNL installato presso il cliente é in comodato d'uso e risulta, come previsto dalla normativa, provvisto di marcatura CE ai sensi della direttiva europea 2014/68/UE. L'installazione presso i luoghi di lavoro del cliente, richiede che sia presente anche la valutazione del rischio relativa al rischio di esplosione, redatta ai sensi del titolo XI del d.lgs. 81/08. Nello specifico, la valutazione del rischio individuava in modo corretto tutte le sorgenti di emissione presenti su detto impianto e le relative estensioni delle zone con pericolo di esplosione. La valutazione considera anche le sorgenti di emissioni generate durante la fase di rifornimento del GNL ed introdotte da tutti i possibili automezzi di rifornimento del GNL. Nel documento di valutazione del rischio sono specificate le misure organizzative, procedurali e di coordinamento da adottare da tutti gli operatori, che per qualsiasi motivo accedono all'impianto GNL.

7. Conclusioni

L'esame del particolare impianto di stoccaggio di GNL, caratterizzato dalla collocazione in orizzontale del serbatoio, ha messo in evidenza sia aspetti di tipo impiantistico che di tipo organizzativo/gestionale che debbono essere tenuti in debita considerazione. Tale esame ha portato ad un'azione di miglioramento: dal punto di vista impiantistico, che ha riguardato la posizione geometrica della torcia fredda e la necessità di una scrupolosa gestione dei pressostati differenziali in termini di calibrazione e di impostazione della densità del GNL, al fine di garantire una affidabile misura del grado di riempimento del serbatoio; dal punto di vista delle procedure di gestione delle operazioni rifornimento del GNL, che ha reso necessaria la codifica in modo scrupoloso e dettagliato delle procedure, non solo per il personale addetto al trasporto/rifornimento ma anche per la ditta che accoglie la fornitura. Questo in termini di gestione dei rischi interferenziali all'interno di attività e della gestione dei luoghi con pericolo di esplosione. La conoscenza di tali azioni di miglioramento messe in atto sullo specifico impianto si ritiene possano essere utili a tutti i possibili utenti di questa tipologia di depositi di GNL, anche ad asse verticale, contribuendo a ridurre la probabilità di incidenti nelle fasi di caricamento ed aumentando nel contempo l'affidabilità impiantistica.

8. Bibliografia

[A] Shell Lng-Studie Verflüssigtes Erdgas-Neue Energie Für Schiff Und Lkw

[B] Il gas GNL: analisi delle caratteristiche e dei comportamenti fisici - Claudio Giacalone. <https://www.puntosicuro.it>, articolo n. 4375 19/12/2018

[C] News 8.10.2012, Fonte: <https://www.bbc.com/news/av/world-asia-19868055>

Recipienti a pressione per stoccaggio gpl. Analisi mediante approccio statistico sui malfunzionamenti rilevati nelle installazioni e considerazioni sulla valutazione di conformità nei serbatoi soggetti a modifica

A. Rotondaro¹, A. F. Cosentini²

¹ Esperto PED

² Inail - Uot di Catanzaro

Abstract

I depositi per lo stoccaggio del gas di petrolio liquefatto ad uso di impianti domestici ed industriali sono largamente diffusi su tutto il territorio italiano.

Ogni deposito è sottoposto ad un piano di verifiche periodiche che ha lo scopo di mantenere sempre efficiente ed in totale sicurezza l'impianto di stoccaggio ad uso dell'utente finale. Le manutenzioni e le attività di verifiche sono affidate a società di manutenzione specializzate attrezzate per interventi ordinari e straordinari.

Keywords: vessel, materiali, indagine.

1. Introduzione

L'analisi dei dati relativi agli interventi ordinari e straordinari effettuati presso gli impianti di serbatoi GPL, installati presso i clienti, ha permesso l'elaborazione di un report statistico riguardante circa 10.000 interventi effettuati negli ultimi 12 anni nell'area del centro-sud Italia. Con il database è possibile settare vari parametri e variabili, quali stagionalità, localizzazione dei malfunzionamenti, tipi di problematiche, tipologia e caratteristiche dei depositi fissi.

2. Depositi fissi cilindrici per stoccaggio gpl

Un impianto di stoccaggio gpl è costituito da un serbatoio di capacità adeguata equipaggiato con apparecchiature per l'esercizio, il controllo e la sicurezza.

I serbatoi GPL analizzati nel presente lavoro sono costituiti essenzialmente da un corpo cilindrico e da due fondi in acciaio saldati in modo solidale tra loro.

Possono essere ad asse orizzontale o verticale di capacità fino a 13 mc, già installati fuori-terra o interrati. Fanno parte della membratura a pressione i manicotti con filettatura NPT conica utilizzati per l'assemblaggio delle strumentazioni di sicurezza ed accessori di servizio necessari per l'utilizzo dei serbatoi stessi in conformità alla normativa europea UNI EN 14570. Gli accessori presenti su tutti i serbatoi sono: sotto valvola e relativa valvola di sicurezza, gruppo di servizio multi-valvola, valvola di riempimento, valvola di prelievo in fase liquida, valvola di spurgo inferiore (presente

solo nei depositi fuori terra), indicatore di livello magnetico a galleggiante, kit di riduzione della pressione di 1° e di 2° stadio.

Analisi delle tipologie di depositi fissi cilindrici

Sono stati esaminati i depositi con le seguenti caratteristiche:

Capacità:	da 300 litri a 13.000 litri
Asse:	Verticale (si sviluppa lungo un asse perpendicolare al terreno e con gli equipaggiamenti di sicurezza e di servizio posti sul fondo bombato superiore) ed Orizzontale (si sviluppa lungo un asse parallelo al terreno e con gli equipaggiamenti di sicurezza e di servizio posti sulla generatrice superiore del recipiente)
Tipo di installazione:	Interrata (al di sotto del piano di campagna), Guscio (avvolto da un "guscio" plastico interrato al di sotto del piano di campagna) e Fuori terra (ancorato al di sopra del piano di campagna)
Prodotto stoccato:	GPL Propano/ Butano con tensione di vapore $5 < P_s < 18$ bar
Max riempimento:	80% della capacità nominale del serbatoio per tipo fuori terra 85% della capacità nominale del serbatoio per tipo interrato
Press. max. di esercizio:	17,65 bar
Utenze:	Domestiche ed Industriali

3. Analisi statistica

3.1 Tipologie di depositi analizzati

Il presente lavoro di ricerca è stato incentrato sull'analisi statistica degli interventi effettuati dalla società di manutenzione nel periodo compreso tra il 01/01/2012 ed il 30/06/2023.

Numero totale dei serbatoi verificati:	6.561
Serbatoi ad asse orizzontale:	4.964
Serbatoi ad asse verticale:	1.597
Serbatoi fuori terra:	4.222
Serbatoi interrati epox:	2.308
Serbatoi interrati guscio:	31

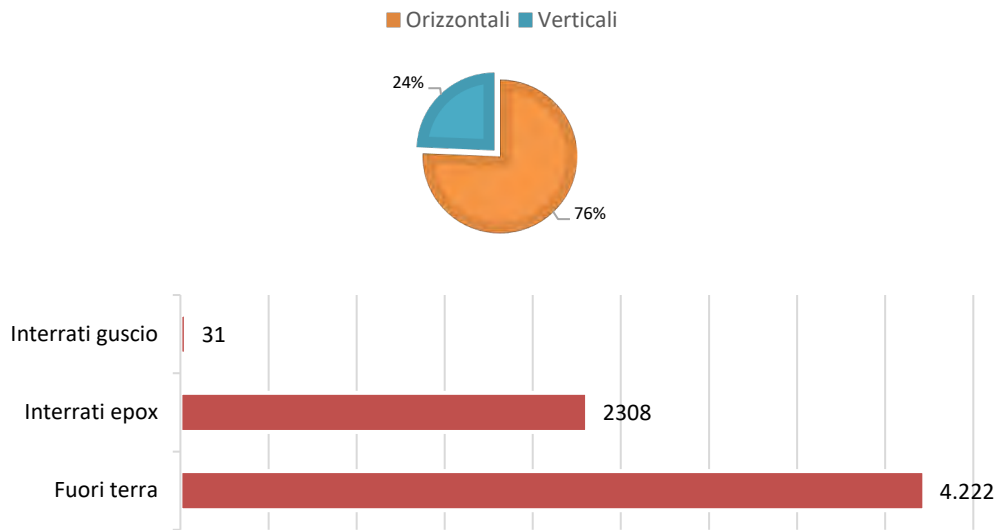


Grafico 1. Analisi dei depositi soggetti ad attività manutentiva



Immagine 1. Tipologia di depositi: da sinistra: Interrato Guscio, Fuori Terra, Interrato Epox

3.2 Rapporto statistico Nuove Installazioni / Dismissioni depositi di stoccaggio

Nella prima indagine si è confrontato, nel periodo temporale di riferimento, le nuove installazioni di depositi e le dismissioni, per le versioni Fuori Terra ed Interrata Epox.

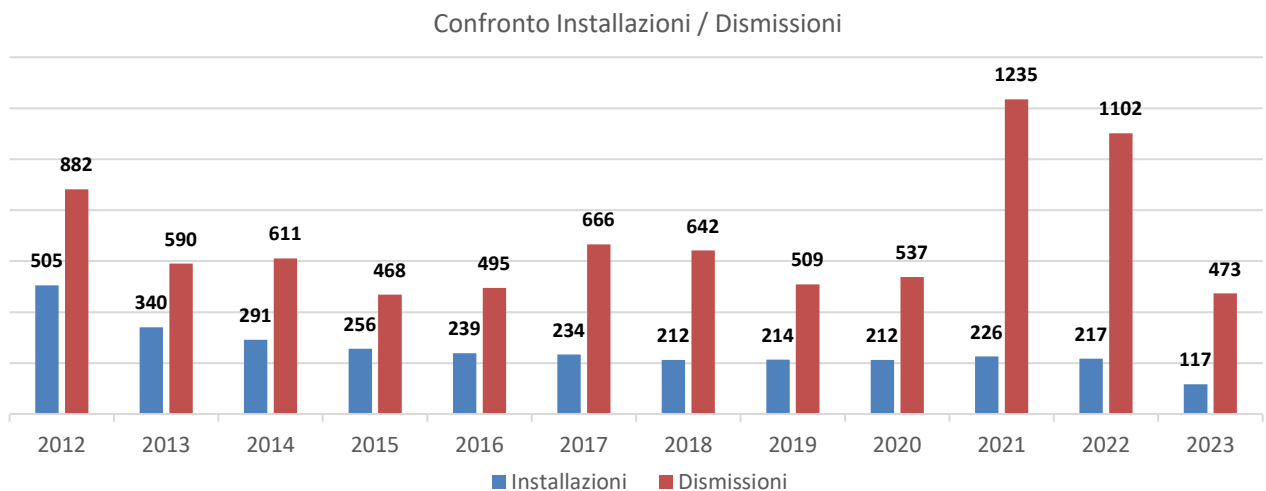
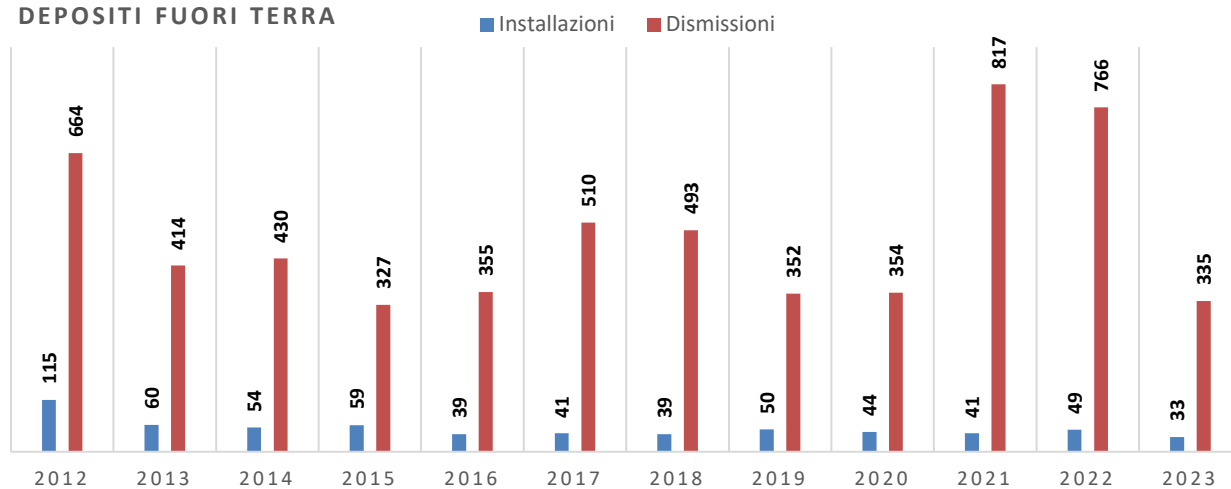


Grafico 2. Rapporto depositi di stoccaggio gpl: Nuove Installazioni / Dismissioni

DEPOSITI FUORI TERRA



DEPOSITI INTERRATI

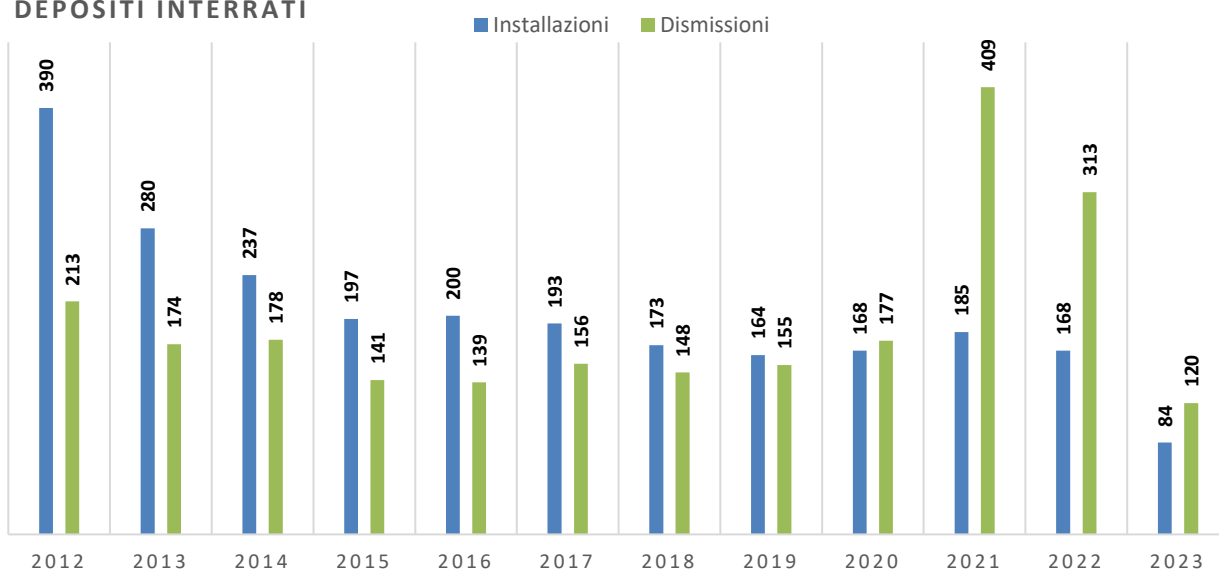


Grafico 3. Nuove Installazioni / Dismissioni in relazione alla tipologia di utilizzo

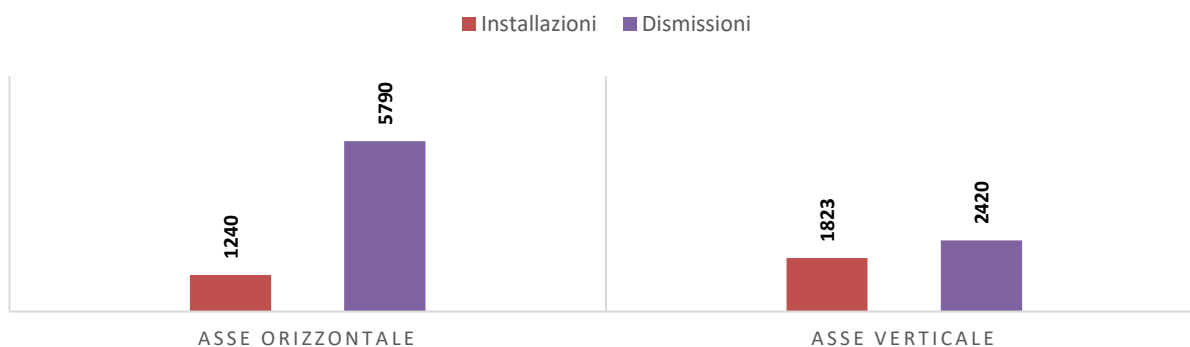


Grafico 4. Nuove Installazioni / Dismissioni in relazione all'asse del serbatoio

Si conferma il trend che prevede un numero di installazioni di nuovi depositi di stoccaggio pari a circa 0,5 volte il numero delle dismissioni con un'inversione nei depositi ad uso interrato a causa, da un lato, della larga diffusione della tipologia interrata e dall'altro lato dalle difficoltà legate alla dismissione dei depositi in disuso.

3.3 Analisi statistica generale degli interventi

Le attività di manutenzione, sorveglianza e controllo di un deposito per stoccaggio gpl sono state relazionate a delle macroaree di indagine:

- a. Tipologie di depositi
- b. Anno di fabbricazione del serbatoio di stoccaggio
- c. Tipologia di installazione ed asse del serbatoio
- d. Periodicità degli interventi

a. Tipologie di depositi

Gli interventi realizzati presso i depositi dalla società di manutenzione, nel periodo temporale considerato, sono stati esaminati con una serie di filtri successivi, a cascata, in modo da determinare ogni tipologia di attività manutentiva:

Numero totale degli interventi: **9.477**

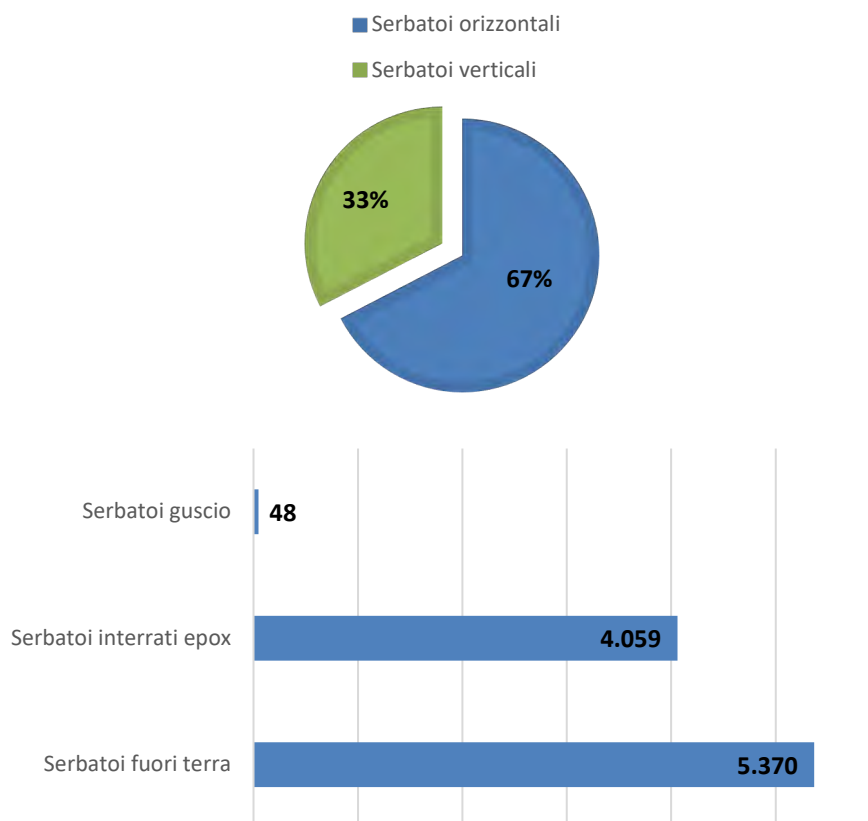


Grafico 5. Analisi dei dati relativi agli interventi

b. Anno di fabbricazione del deposito

È stata inoltre fatta un'analisi in base all'anno di costruzione del serbatoio oggetto di intervento distinguendo gli interventi effettuati su serbatoi fabbricati prima dell'entrata in vigore della Direttiva Europea PED (dal 1972 al 1997 escluso) o successivamente alla stessa (dal 1997 ad oggi).

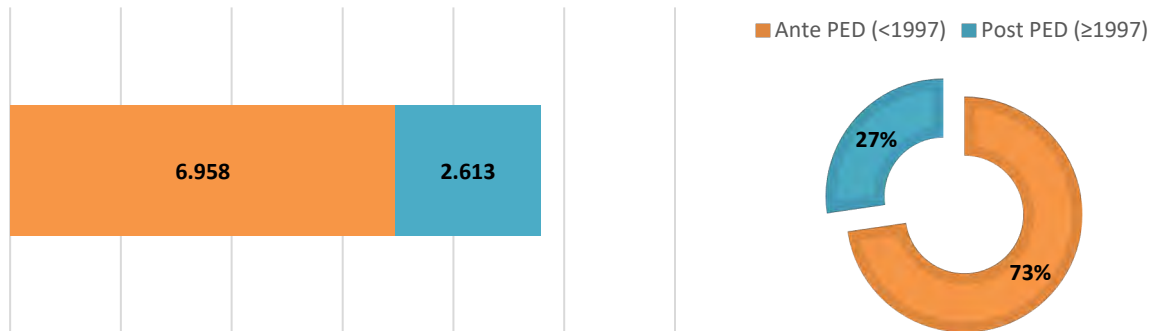


Grafico 6. Analisi degli interventi in rapporto all'anno di costruzione del serbatoio (Ante PED / Post PED)

c. Tipologia di installazione ed asse del deposito

Dall'analisi della correlazione dei dati tra gli interventi effettuati sui serbatoi installati e l'orientamento del deposito stesso scaturisce una casistica di interventi maggiore sui serbatoi ad asse orizzontale fuori terra e ad asse verticale interrato.

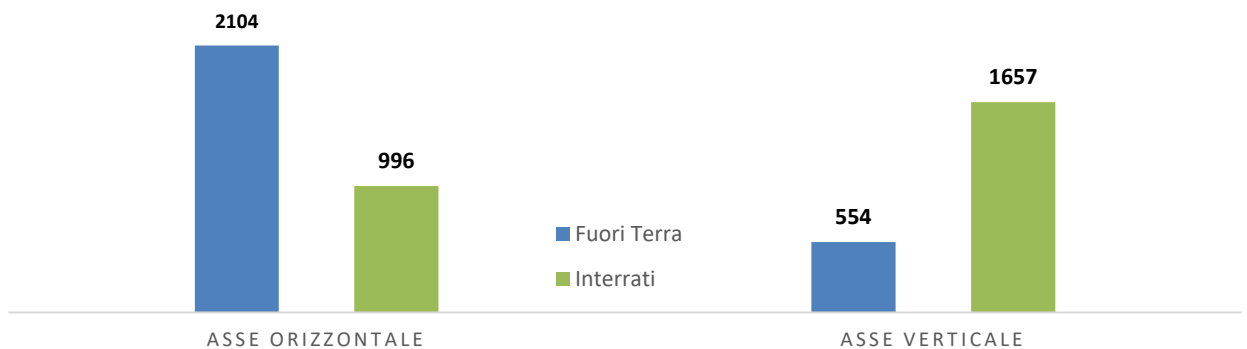


Grafico 7. Confronto tipologia di installazione / asse del deposito

d. Periodicità degli interventi

Un parametro importante nell'attività di programmazione delle manutenzioni scaturisce dall'analisi degli interventi (ordinari e straordinari) filtrati in base al periodo di intervento, suddiviso in estivo (da maggio ad ottobre) ed invernale (da novembre ad aprile).

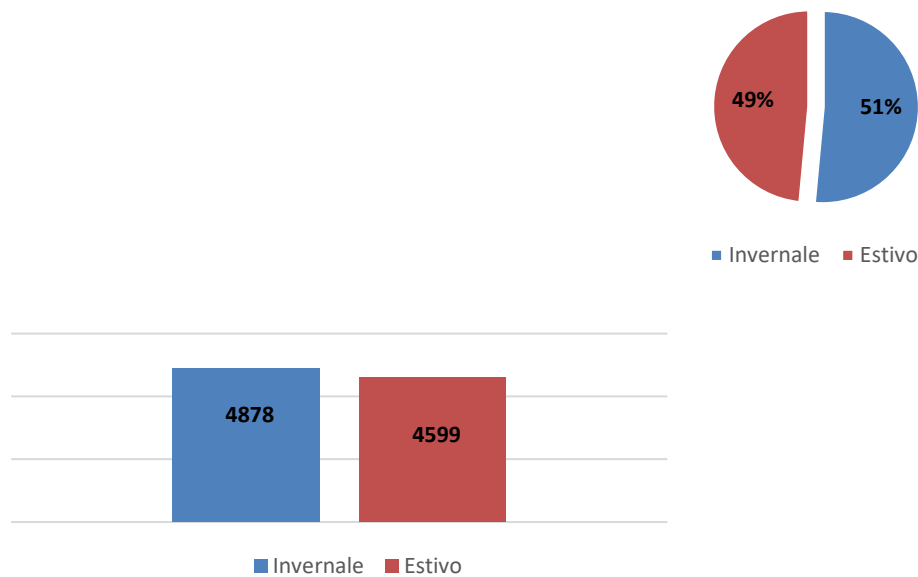


Grafico 8. Periodicità degli interventi

3.4 Analisi statistica particolare degli interventi

L'indagine è proseguita andando a particolarizzare l'approccio con un focus su una scala ridotta, relativa alle singole voci di attività manutentiva.

a. Interventi su accessori di sicurezza e di servizio

L'analisi è stata svolta sia sui depositi interrati che su quelli fuori terra. Il componente maggiormente soggetto a danneggiamento risulta essere il quadrante dell'indicatore di livello, soprattutto nei modelli più datati contenenti glicerina e nella versione fuori terra.

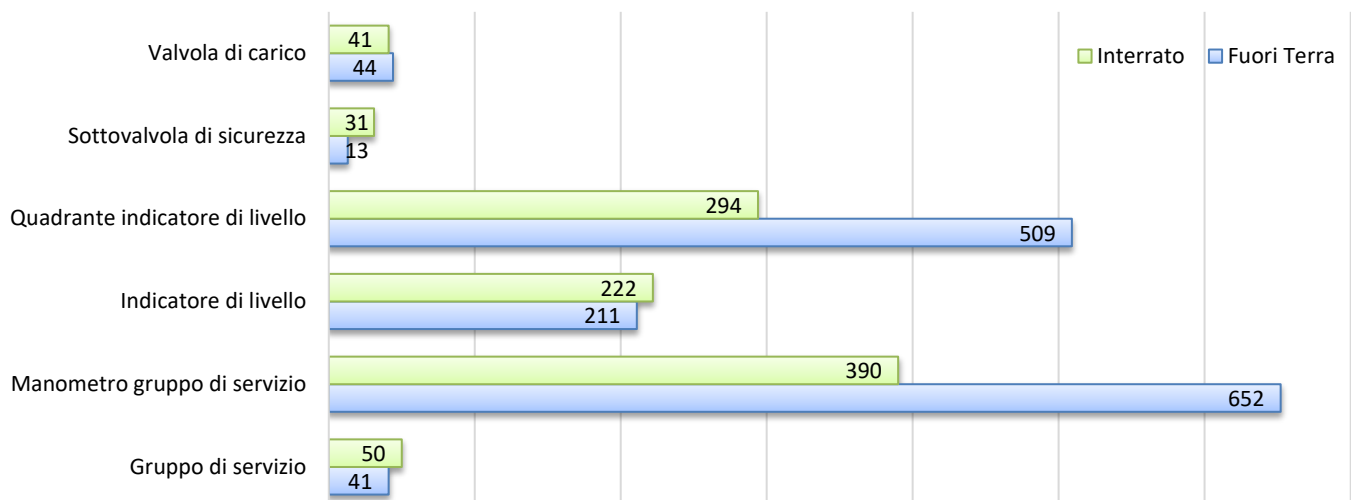


Grafico 9. Analisi degli interventi per ogni singolo accessorio di sicurezza e di servizio

Anche gli interventi sugli accessori sono stati esaminati in base all'orientamento del serbatoio. Il deposito fuori terra ad asse orizzontale e quello interrato ad asse verticale risultano essere maggiormente soggetti ad interventi.

Stessa analisi è stata fatta per l'anno di costruzione del serbatoio in relazione all'entrata in vigore della PED. La tipologia fuori terra ante PED (molto diffuso in passato) e quella interrata post PED (maggiormente utilizzato negli anni recenti) risultano le più coinvolte in attività di manutenzione.

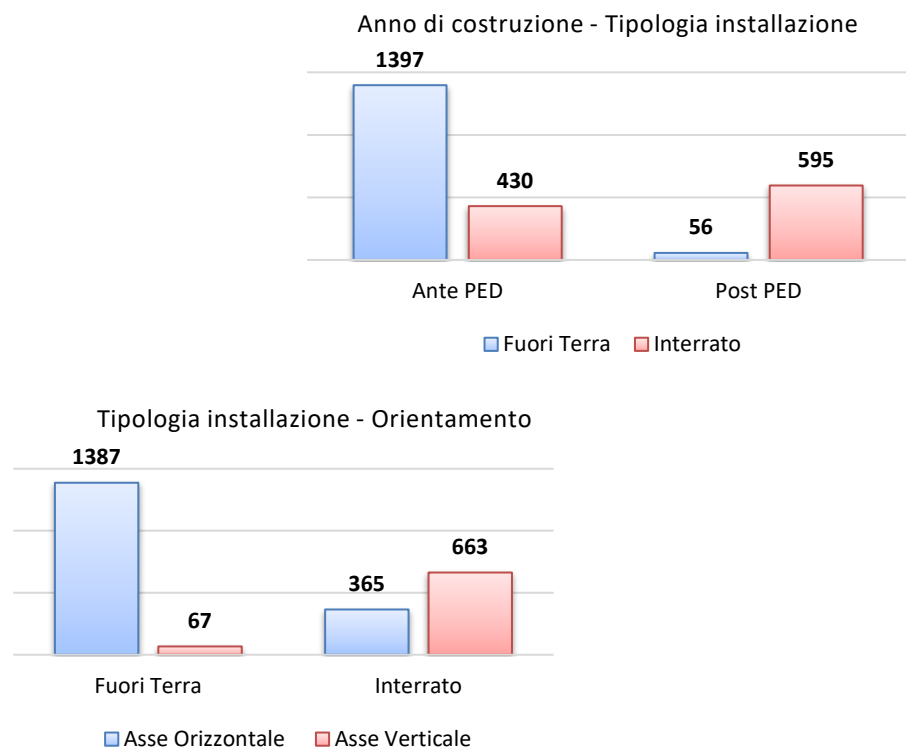


Grafico 10. Analisi degli interventi in relazione all'orientamento del serbatoio

b. Interventi su gruppo di riduzione e di regolazione

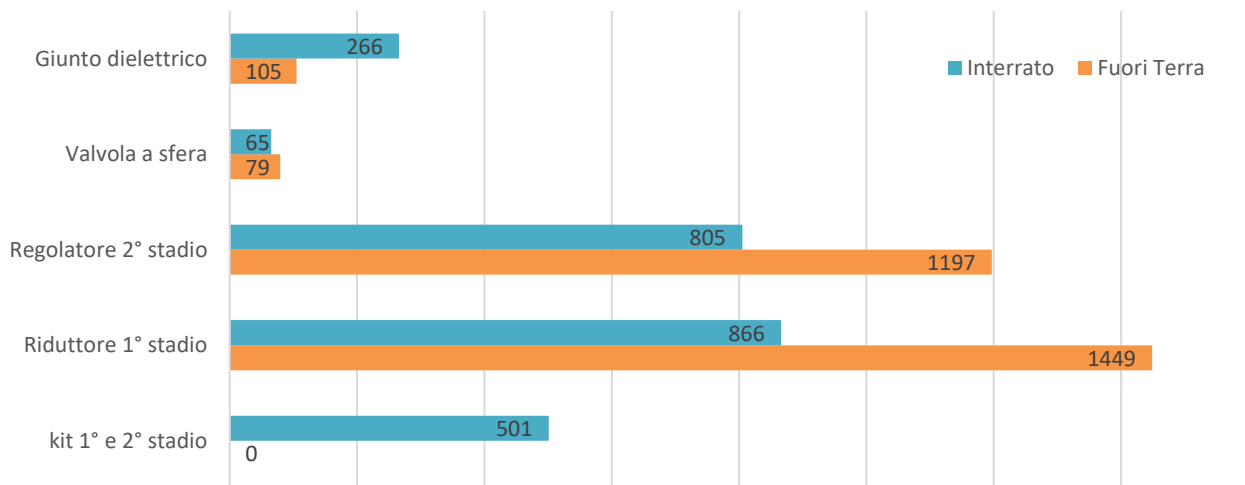


Grafico 11. Analisi degli interventi sul gruppo di regolazione e di riduzione

Gli elementi più sollecitati sono i riduttori ed il regolatore. Quasi il doppio degli interventi risultano essere effettuati sui serbatoi fuori terra, in quanto maggiormente esposti agli agenti atmosferici, quali pioggia, ghiaccio e polveri.

4. Considerazioni sulla valutazione di conformità di serbatoi soggetti a modifica

Come descritto in precedenza, il parco dei serbatoi installati presso gli utenti finali è caratterizzato da depositi con una vita di esercizio all'attivo importante. Nonostante ciò, in Italia, nel rispetto dell'attuale quadro normativo, è ancora molto diffusa l'attività di adeguamento a seguito modifica dei serbatoi ritirati dagli utenti per poi essere re-immessi sul mercato a seguito l'attività di valutazione di conformità e successiva marcatura CE.

La valutazione della conformità dei serbatoi alla Direttiva PED 2014/68/UE deve essere effettuata utilizzando uno dei moduli previsti dalla Direttiva, individuati sulla base della categoria dell'apparecchio, considerando i seguenti dati di input:

Prodotto in stoccaggio	GPL
Gas pericolosi	Gruppo I
Capacità dei serbatoi	Fino a 13.000 litri
Tipologia del serbatoio / Installazione	Orizzontale - Verticale / Interrata - Fuori Terra
Max pressione di esercizio	17,65 bar
Pressione di prova idraulica	25,24 bar
Temperatura di esercizio	-20°C ÷ +50°C
Materiali membrane in pressione	Fe410.2 KG/KW - Fe460.2 KG/KW - Fe510.2 KG/KW - P355NH

Nell'Allegato II della Direttiva 2014/68/UE "Tabelle di valutazione della conformità", per recipienti per gas pericolosi del gruppo 1, nella tabella 1 – Recipienti di cui all'art. 3, punto 1.1, lettera a), primo trattino, si identifica il gruppo IV.

I serbatoi esistenti sono stati fabbricati da diversi Costruttori nazionali in base a progetti redatti secondo le normative tecniche vigenti nel periodo di costruzione. Tali norme possono essere le Raccolte ISPEL (VSR, S ed R) vigenti prima dell'entrata in vigore della Direttiva PED, o la Direttiva stessa se già in vigore nel periodo di costruzione.

Per i serbatoi ante PED la costruzione era subordinata all'approvazione da parte dell'ISPEL di un progetto redatto da un tecnico abilitato ed al collaudo "omologativo" dei serbatoi, in ditta.

I processi di fabbricazione di questa tipologia di apparecchi a pressione fanno riferimento ad una produzione in serie. Durante le fasi di gli stessi sono stati sottoposti ad una serie di prove, controlli e collaudi da parte sia del costruttore che dell'ISPEL tra cui il controllo sui materiali impiegati, la qualifica dei procedimenti di saldatura e dei saldatori, le prove non distruttive, la prova idraulica e la verifica degli accessori di sicurezza del serbatoio stesso.

A seguito dell'esito positivo del collaudo di costruzione ad ogni serbatoio veniva associato un numero di matricola rilasciato dal Dipartimento ISPEL competente per territorio. L'emissione del "libretto matricolare" sul quale la firma del funzionario ISPEL ne garantiva l'esito positivo delle prove e dei controlli previsti.

Nel libretto, quindi, sono riportate la matricola del serbatoio, la data di prima immatricolazione, gli estremi del documento ISPEL di approvazione alla costruzione (emesso a seguito dell'esito positivo dell'esame progetto), gli estremi di rintracciabilità dei materiali impiegati, il disegno schematico dell'apparecchio, l'indicazione degli accessori di sicurezza installati ed il certificato di taratura della valvola di sicurezza nel quale sono riportate le caratteristiche tecniche.

I serbatoi, corredati del proprio "libretto matricolare", sono stati installati negli anni in conformità alle norme specifiche di prodotto, verificati prima della messa in servizio e periodicamente controllati durante la loro vita di esercizio.

L'attività di adeguamento ha lo scopo di adeguare e/o verificare la rispondenza alla Direttiva 2014/68/UE di serbatoi esistenti, di stoccaggio GPL adibiti ad uso domestico, già installati del tipo Fuori Terra ed Interrati. Tale adeguamento si rende necessario a seguito della modifica di alcuni parametri di progetto, ad esempio la temperatura, ed il cambio di destinazione d'uso.

La sussistenza di tali presupposti rende possibile l'attività sui serbatoi in conformità alla Direttiva PED. Si sottolinea che la nuova marcatura CE viene apportata solo a seguito del buon esito dei controlli eseguiti dal fabbricante.

Per una corretta analisi della valutazione di conformità di apparecchi a pressione da sottoporre a modifica si prende in considerazione la "guida blu all'attuazione della normativa UE sui prodotti 2016" della Commissione Europea ed il *parere condiviso del FION (Forum Italiano degli Organismi Notificati PSD/SPV) n. 327 del 02/04/2020*.

Nello specifico, in tale parere si evince che, nel caso di un'attrezzatura a pressione già costruita ed in esercizio prima dell'avvento della PED essa deve soddisfare i RES anche se, evidentemente, al momento della costruzione:

- non esistevano ancora obblighi formali previsti dai moduli della PED in merito ai procedimenti di saldatura e qualifica del personale coinvolto (saldatori e tecnici NDT);
- le normative di costruzione non erano armonizzate alla PED ma alle regolamentazioni nazionali, per cui alcuni RES potevano non essere stati considerati;
- i valori delle prove di pressione variavano secondo le normative nazionali.

Il nuovo fabbricante dovrà verificare e certificare la rispondenza ai RES della Direttiva. Anche se alcuni requisiti di sicurezza PED risulteranno soddisfatti tramite la documentazione allegata al "libretto ISPEL" a corredo dell'attrezzatura, la responsabilità della sicurezza e del soddisfacimento dei RES pertinenti all'attrezzatura ed all'insieme sarà a carico del nuovo fabbricante, che dovrà stilare la relativa dichiarazione di conformità CE e le istruzioni operative di uso e manutenzione.

Nel caso di serbatoi costruiti ante PED, poiché un'omologazione ISPEL corrisponde, per alcuni aspetti e per modalità, ad una valutazione di conformità PED di IV categoria secondo il modulo G o B+F, le considerazioni di seguito riguardano tutti i tipi di apparecchi a pressione già omologati ISPEL appartenenti a qualunque categoria PED:

- a. Un apparecchio a pressione omologato ISPEL potrebbe non soddisfare tutti i RES ad esso pertinenti a seguito di modifica. Infatti, la normativa italiana previgente esigeva il soddisfacimento solo di alcuni di tali requisiti. Gli altri non considerati dovranno essere comunque valutati e soddisfatti dal fabbricante dell'insieme o dell'attrezzatura a pressione modificata;
- b. L'attrezzatura deve essere identificabile mediante targa dati e punzonature e deve essere stata collaudata od omologata dall'Ente che, all'epoca della costruzione, era autorizzato dallo Stato membro per tale attività;
- c. L'attrezzatura deve essere corredata dalla documentazione essenziale.

I requisiti PED contemplati dalla previgente normativa italiana possono essere considerati già soddisfatti e rispondenti alla PED se, dalla rispondenza documentale, si verificano le seguenti condizioni:

1. Per la progettazione e la costruzione dell'apparecchio omologato ISPEL siano state applicate le normative tecniche "Raccolte ISPEL" all'atto della fabbricazione in quanto è possibile renderle coerenti con la attuale normativa europea armonizzata alla PED effettuando le valutazioni aggiuntive richieste dalla UNI/PdR 55:2019.
2. Devono risultare valutati positivamente secondo PED dal fabbricante dell'insieme o dell'attrezzatura i materiali delle membrature a pressione con appropriate valutazioni particolari dei materiali.
3. Per le saldature già realizzate i procedimenti di saldatura, il personale di saldatura e quello addetto ai controlli non distruttivi devono essere qualificati. Tale qualifica

deve essere valutata ed accertata ai sensi della normativa vigente all'atto della fabbricazione. Le certificazioni sono state preventivamente approvate dall'ISPESL come organismo di controllo nell'anno di fabbricazione. Anche i controlli non distruttivi eseguiti con esito favorevole possono essere presi in considerazione in quanto valutati positivamente dagli ispettori ISPESL.

4. Per il superamento della verifica finale, eseguita dal fabbricante, l'apparecchio deve risultare ispezionato.

Per molti serbatoi esistenti spesso può risultare difficile avere la documentazione a corredo del serbatoio stesso completa in ogni sua parte, soprattutto in riferimento ai certificati 3.1 dei materiali. Anche nel caso di serbatoi con anno di costruzione molto recente si pone il problema della possibilità di adeguarlo in quanto, in ottemperanza alla Direttiva PED, l'unico documento richiesto è la Dichiarazione di Conformità CE che non richiede l'esplicitazione di informazioni sui materiali, sugli spessori e tantomeno sulle qualifiche di saldatura.

Pertanto, la possibilità di modifica dei serbatoi in acciaio saldato, nonostante la norma vigente lo consenta, sta andando sempre più verso una difficile attuazione a causa della mancanza, anche parziale, di documentazione a corredo dei serbatoi stessi.

Questo nonostante la precedente immissione sul mercato del prodotto identificato chiaramente con un univoco numero di matricola/fabbrica facente parte di un unico lotto di produzione e con la tracciabilità garantita dall'autorizzazione di immissione stessa.

Tale paradosso, chiaramente presente sui serbatoi che hanno già una lunga vita di esercizio, si accentua ancor di più sui serbatoi di nuovissima costruzione per i quali, come anticipato precedentemente è richiesta la sola Dichiarazione di Conformità, documento questo senza nessuna informazione tecnica. Si potrebbe, per assurdo, verificare il caso di un serbatoio costruito ieri ed oggi non più modificabile poiché impossibilitati ad avere un documento con le informazioni necessarie, tra l'altro, non richieste in fase di prima immissione sul mercato.

5. Conclusioni

L'obiettivo del presente elaborato è stato quello di creare una casistica di indagine accurata per identificare e catalogare i possibili problemi legati alle manutenzioni dei piccoli serbatoi di GPL destinati sia alle utenze domestiche che a quelle industriali.

I casi studio possono essere di aiuto al lavoro dei manutentori nella gestione delle verifiche periodiche di ispezioni ordinarie e straordinarie.

Con le considerazioni, invece, sulla valutazione di conformità dei serbatoi da assoggettare a modifica si è voluto mettere in risalto alcune delle problematiche esistenti o che possono insorgere anche su recipienti a pressione di ultimissima costruzione derivanti da un approccio normativo che, da un lato, in fase di immissione sul mercato richiede solo la Dichiarazione di Conformità CE ma che,

dall'altro, in fase di modifica, richiede documenti complementari che il fabbricante originario non è tenuto a trasmettere.

In un momento così delicato per le gravose situazioni ambientali del pianeta sarebbe opportuno cercare soluzioni tecniche valide per poter riutilizzare un recipiente a pressione in acciaio che dimostri di essere meritevole delle valutazioni positive di idoneità all'utilizzo.

Nell'ottica dell'economia circolare a basso impatto ambientale è da ritenersi inopportuno trasformare un recipiente in perfette condizioni di utilizzo (se adeguatamente verificate) in un rifiuto da smaltire. Tale idea oggi è ancora più valida poiché esistono nuove tecnologie e nuove sperimentazioni che possono aiutare il fabbricante ad effettuare ogni sorta di verifica ed indagine.

6. Bibliografia

[1] UNI EN 14570:2014 - Attrezzature e accessori per GPL

[2] UNI EN 7131:2014 - Impianti a GPL per uso domestico e similare non alimentati da rete di distribuzione - Progettazione, installazione e messa in servizio

[3] UNI EN 14129:2014 - Attrezzature e accessori per GPL – Valvole di sicurezza limitatrici di pressione per recipienti a pressione per GPL

[5] DM 14 maggio 2014 - Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 mc

[6] CPS srl Fascicolo Tecnico FT_01. Serbatoi GPL, Rev.06 - Montalto Uffugo, 202023

[7] CPS srl Manuale di uso e manutenzione. Serbatoi GPL - Montalto Uffugo, 2023

La riparazione di attrezzature a pressione con materiali compositi a distanza di undici anni dall'emanazione del Decreto-Legge 22 giugno 2012, n. 83, "Misure urgenti per la crescita del Paese". Aspetti tecnici e normativi alla luce delle riparazioni eseguite e dei risultati ottenuti

A. Falla¹, A. Blanco¹, G. Mugnioco², C. Percolla³

¹ Ved Vetroresina Engineering Developmeent

² Sonatrach Italia, Raffineria di Augusta

³ Inail Uot di Catania

Abstract

Dalle prime necessità di ristabilire l'integrità strutturale, alla possibilità di ripristinare condizioni di integrità, le riparazioni in materiale composito, combinazione di soluzioni studiate per assicurare la continuità dell'esercizio senza impatto alcuno e supportate dai risultati, sono frutto della ricerca e dello sviluppo di materiali sempre più performanti.

La normativa italiana li classifica "interventi temporanei di riparazione", finalizzati a mantenere la stabilità strutturale e garantire il contenimento delle eventuali perdite per il tempo di ulteriore esercizio fino alla data di scadenza naturale della verifica periodica successiva alla temporanea riparazione. Esse sono effettuate secondo le specifiche tecniche previste ai sensi dall'articolo 3 del decreto 1° dicembre, n. 329, ed in conformità a norme tecniche internazionali riconosciute.

Molte riparazioni eseguite sono state monitorate, all'atto della rimozione, è stata ulteriormente confermata la qualità di esse, avendo non osservato decadimento alcuno, anche su riparazioni ch hanno lavorato diversi anni. Potrebbe una riparazione "definita temporanea" essere riconsiderata alla luce dei risultati osservati dopo oltre un decennio dall'emanazione del DECRETO-LEGGE 22 giugno 2012, n. 83? I risultati ottenuti, suffragati anche da autorevoli normative tecniche internazionali che arrivano a considerare una vita utile dell'intervento fino a 20 anni, portano certamente a utilmente approfondire se ci sono le condizioni per estendere, sia pure con massima cautela, la durata di una riparazione con materiali compositi.

Lo studio della presente vuole richiamare l'attenzione degli utilizzatori e degli addetti alla sorveglianza sulla possibilità di rivedere lo spazio temporale delle riparazioni oggetto della presente con l'intento di consolidarle sempre di più.

Keywords: riparazioni temporanee, materiali compositi, manutenzione, monitoraggio attrezzature

1 Norme tecniche internazionali

Le norme tecniche di riferimento sono, la ISO/24817, "Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Composite repairs for pipework - Qualification and design, installation, testing and inspection" e l'ASME PCC-2, "Repair of Pressure Equipment and Piping - Part. 4."

Gli standards internazionali sopra citati normano le riparazioni di membrature (tubazioni, serbatoi, Vessel) eseguita con materiali compositi nell'ambito dei settori petrolchimico, chimico e produzione di energia.

Le due norme, tra loro molto simili, stabiliscono quali sono le condizioni di applicabilità, le richieste progettuali, indicano come eseguire la progettazione dell'intervento, come qualificare i materiali (prove da eseguire sui materiali da utilizzare) come qualificare il personale operativo e quali sono i controlli da eseguire durante le varie fasi dalla progettazione all'applicazione e dopo aver eseguito la riparazione.

La norma divide le riparazioni in due grandi famiglie:

- Riparazione di tipo A (interventi su elementi dove non è ancora presente un foro);
- Riparazione di tipo B (interventi su elementi dove è presente un foro o lo spessore residuo sia inferiore ad 1 mm);

Le due normative differiscono in funzione della tipologia di riparazione:

La **ISO 24817** suddivide le riparazioni in tre classi secondo la seguente tabella:

ISO 24817			
Repair Class	Typical Service	Design Pressure	Design Temperature
Class 1	Low specification duties, e.g. static head, drain, cooling medium, sea (service) water, diesel and other utility hydrocarbons	< 2 Mpa	< 40 °C
Class 2	Fire water/deluge systems	< 2 Mpa	< 100 °C
Class 3	Produced water and hydrocarbons, flammable fluid, gas systems Class 3 also covers operating conditions more onerous than described	Limited to repairs designed in compliance with this document and of a thickness equivalent to < D/12	Defined in 7.5.3

Tabella 1. Classi di tipologia d'intervento

- L'**ASME PCC-2** Part 4 – Articles, suddivide le riparazioni in due classi, così come segue:
- 4.1 - Nonmetallic Composite Repair Systems: High-Risk Applications;
- 4.2 - Nonmetallic Composite Repair Systems: Low-Risk Applications.

Entrambe le normative individuano una vita utile della riparazione fino a 20 anni. Gli standards internazionali in funzione della classe di riparazione stabiliscono quali tests eseguire sui materiali da utilizzare nelle riparazioni.

I produttori delle materie prime (resine, tessuti in fibra di vetro e carbonio, top coat, pulitori etc.), le devono testare secondo le normative di riferimento e qualificare i test con l'ausilio degli enti certificatori.

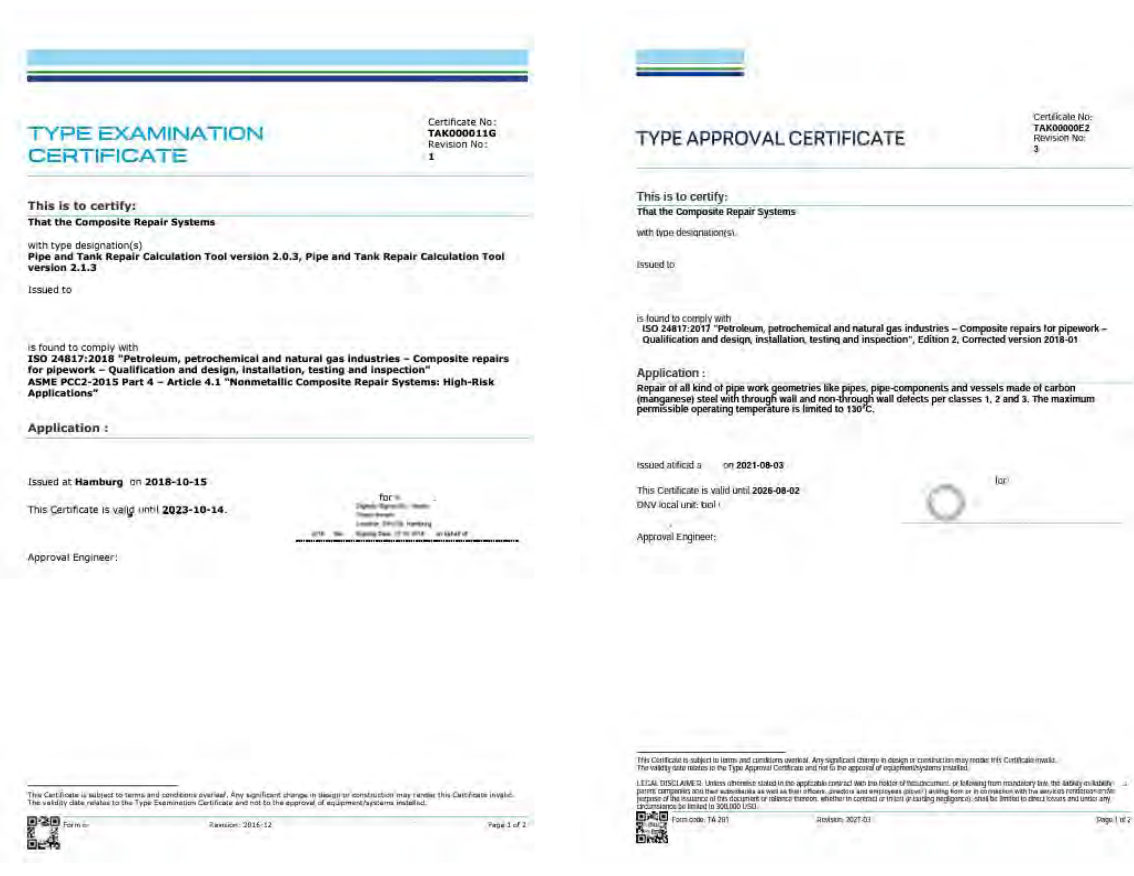


Figura 1. Certificati materie prime (Henkel Italia S.r.l.)

In accordo alla norma e sulla base dei risultati dei test eseguiti sui materiali, gli utilizzatori possono elaborare un software per la progettazione meccanica dell'intervento di riparazione.

L'applicazione dei prodotti per la riparazione è effettuata manualmente con il metodo "Hand lay-up", ed è difficilmente meccanizzabile; quindi, gli standards pongono particolare attenzione alle attività di posa, e di conseguenza alla qualifica del personale addetto alle riparazioni. È previsto infatti che il personale sia qualificato dal produttore dei materiali (normalmente i produttori effettuano dei corsi con test finale alla presenza degli enti certificatori); la qualifica, viene

mantenuta nel tempo se il numero di interventi positivi, nell'arco temporale definito (solitamente un anno) raggiunge un certo numero.

Le procedure di riparazione, in conformità a quanto previsto dalle norme sono abbastanza puntuali e precise; i parametri fondamentali, importanti per la riuscita della riparazione, su cui non viene ammessa deroga alcuna, sono, la preparazione superficiale del supporto e la capacità di posa del personale.

La normativa è molto restrittiva e prevede tutta una serie di check list, tra cui una relativa alla ispezione preliminare delle membrature da riparare e un'altra relativa al monitoraggio delle attività di esecuzione dell'intervento, fase per fase, fino ai controlli finali a valle della riparazione, ad ulteriore conferma della qualità raggiunta.

2 La legislazione per le temporanee riparazioni

L'utilizzatore di una qualsiasi attrezzatura o assieme a pressione, nel corso del regolare esercizio, ha l'obbligo di garantire il perfetto stato di conservazione dell'impianto nel suo complesso e quindi di ogni componente dello stesso. Di conseguenza dovrà predisporre un piano di manutenzione, ordinario e straordinario, con cui accertare e confermare il buono stato di conservazione delle attrezzature in esercizio; se ne ricorre la necessità, deve predisporre una attività di "riparazione" tale da poter ripristinare le condizioni di sicurezza originarie dell'attrezzatura e/o dell'assieme. Il legislatore ha previsto tali azioni, tant'è che nel decreto legislativo dell'1 dicembre 2004 n°329, all'Art.14 specifica cosa si intende per riparazione di una attrezzatura a pressione e come bisogna agire nel caso in cui si dovesse ritenere necessario intervenire. Nello specifico l'Art.14 del D.lgs 329/04 recita " *la riparazione consiste nella sostituzione di parte di un'attrezzatura a pressione oppure nella riparazione con o senza saldatura, senza variazione alcuna del progetto originario*".

L'utilizzatore, nel caso in cui ritiene necessario intervenire con una attività di riparazione su una singola attrezzatura o più parti di un impianto a pressione, deve porre fuori servizio l'impianto o parti di esso; il porre fuori servizio un impianto a pressione in molti casi comporta una serie di azioni che possono richiedere un impegno temporale notevole con fasi in cui il livello di rischio potrebbe essere elevato. Il legislatore ha quindi previsto che in certe condizioni l'utilizzatore possa intervenire anche con l'attrezzatura in esercizio; si evidenzia che il legislatore ha autorizzato una azione eccezionale solo per alcuni impianti, nello specifico per " *gli impianti a ciclo continuo, per quelli che rivestono carattere di pubblica utilità o servizio essenziale, in presenza di difetti che possono pregiudicare la continuità di esercizio di un'attrezzatura*". Per questa tipologia di impianti a giudizio e sotto la responsabilità dell'utilizzatore possono essere effettuati interventi "temporanei di riparazione" finalizzati a mantenere la stabilità strutturale dell'attrezzatura e garantire il contenimento delle eventuali perdite per il tempo di ulteriore esercizio. Questo è quanto previsto dall'Art. 36, comma 5.2 del Decreto-legge del 22 giugno 2012 n.83 con cui si modifica l'Art.57, comma 9, del decreto-legge del 9 febbraio 2012, n.5, convertito con modificazioni nella legge del 4 aprile 2012, n.35 recante "disposizioni urgenti in materia di semplificazioni

e di sviluppo". Lo stesso decreto-legge precisa che le temporanee riparazioni sono eseguibili secondo le specifiche tecniche previste nel decreto dell'1 dicembre 2004 n.329 o norme tecniche internazionali riconosciute.

Per le Temporanee Riparazioni è disponibile la UNI/TS 11325-5 "Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Parte 5; interventi temporanei sulle attrezzature a pressione" con la quale si forniscono indicazioni operative di base per gli interventi temporanei da effettuare su attrezzature a pressione appartenenti a determinate categorie di impianti sulle quali sono stati rilevati difetti che ne possono pregiudicare il funzionamento. La specifica tecnica precisa che questa tipologia di riparazione è finalizzata a mantenere la stabilità strutturale dell'attrezzatura per il tempo di ulteriore esercizio fino alla fermata successiva dell'attrezzatura o al limite temporale stabilito nell'analisi dei rischi, se inferiore. Tale specifica può trovare applicazione su tubazioni, recipienti, generatori di vapore e generatori acqua surriscaldata.

La tipologia d'intervento di temporanea riparazione, come definita nella specifica tecnica UNI/TS 11325-5, è anche presente a livello internazionale, per esempio API 570, API 579, etc. etc., in cui vengono definite le metodologie applicabili per gli interventi temporanei e/o per l'esercizio temporaneo in presenza di difetti.

3 Perché riparare con i compositi

I materiali compositi negli ultimi decenni sono sempre più presenti nella vita quotidiana di ognuno di noi, in quanto:

- Hanno eccellente resistenza alla corrosione;
- Sono particolarmente leggeri (rapportati all'acciaio);
- Hanno resistenze meccaniche almeno paragonabili a quelle dei tradizionali materiali da costruzione;
- Si prestano ad essere sagomati facilmente senza particolari sforzi e difficoltà per assumere forme complesse e particolari.

Negli ultimi 50 anni i materiali compositi hanno sempre più sostituito quelli tradizionali in diversi ambiti delle costruzioni. Oggi è impensabile immaginare componenti di automobili in metallo tanto si è abituati a non vederli più da tempo.

Nei settori, petrolifero, della raffinazione e dell'energia, dove la corrosione e la ricerca di materiali alternativi con pesi contenuti è stata da sempre perseguita, questi materiali sono presenti ormai da circa 60 anni, prendendo il posto di tanti altri materiali tradizionali: tubazioni, serbatoi, grigliati, profilati, supporti di materiale composito sono ormai di uso comune.



Figura 2. Strutture in materiale composito (Archivio V.E.D. s.r.l.)

Negli ultimi 15 anni tali materiali sono stati utilizzati anche nelle riparazioni e nelle ristrutturazioni, sia in ambito industriale che civile. Infatti, le caratteristiche di leggerezza, resistenza alla corrosione, alta capacità di resistenza agli sforzi e l'adattabilità a forme anche complesse ed irregolari fanno sì che essi si prestano ad essere impiegati per l'esecuzione di riparazioni in opera.

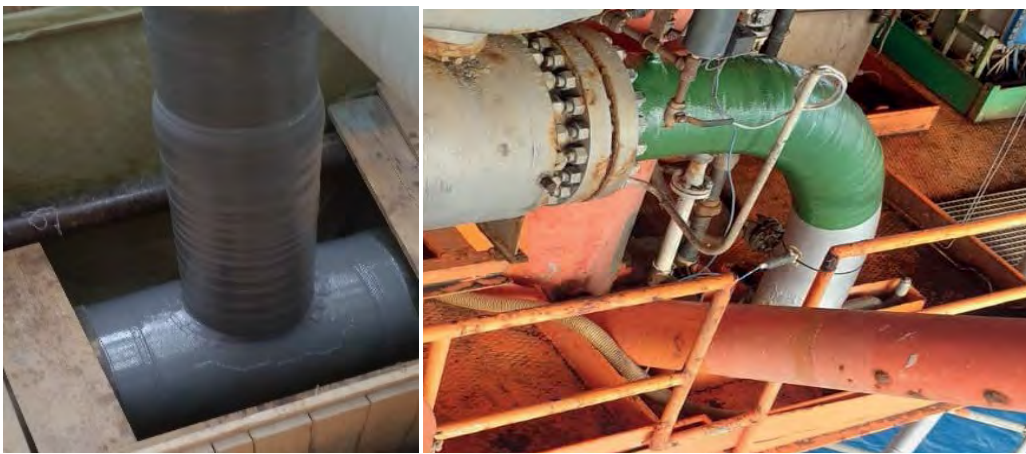


Figura 3. Esempi di rinforzo strutturale (Archivio V.E.D. s.r.l.)

La riparazione di una pipeline o di un serbatoio, effettuata con materiali compositi, è progettata in funzione delle caratteristiche della linea o del serbatoio, garantisce l'alta resistenza meccanica, non appesantisce la struttura, magari già indebolita da anni di esposizione agli agenti chimici ed atmosferici presenti all'interno di un sito industriale. Una membratura riparata con i compositi risulta protetta anche dall'attacco di eventuale corrosione esterna. Grazie alla lavorabilità, non vi sono limiti dimensionali nell'esecuzione della riparazione. Per effettuare una riparazione con i compositi non serve ricorrere ad attrezzature che potrebbero risultare essere pericolose da impiegare in ambienti a rischio incendio e/o esplosione (zone ATEX). L'intervento

normalmente è abbastanza veloce e in pochi giorni si può passare dall'analisi del problema alla progettazione dell'intervento e all'esecuzione della riparazione.



Figura 4. Rinforzi strutturali (Archivio V.E.D. s.r.l.)

Tutto ciò porta ad asserire che la riparazione con i compositi è veloce in quanto si passa rapidamente dalla ispezione alla progettazione e quindi all'intervento di riparazione e subito viene ripristinata l'integrità strutturale della membratura permettendo l'esercizio dell'apparecchiatura in condizioni di sicurezza.

Le limitazioni di un intervento di riparazione con i materiali compositi possono essere la temperatura di parete in fase di riparazione e/o quella di esercizio o l'aggressività di alcuni fluidi alla resina, tutte valutazioni che vengono fatte in fase di progettazione. In fase di progettazione si valutano anche la tipologia di corrosione e la velocità della stessa.

4 Analisi di alcune riparazioni

Gli utilizzatori di impianti industriali chiedono, interventi veloci, eseguiti in condizioni di sicurezza per gli addetti, che si continui ad esercire l'apparecchiatura senza rischi di qualsiasi natura e tipo, che si eviti lo sversamento di prodotti pericolosi nell'ambiente, che l'intervento operato consenta di esercire l'impianto fino alla prossima manutenzione programmata.

Per fare ciò viene eseguita una analisi dei rischi sia durante la riparazione che a seguito della riparazione stessa.

Si verifica la compatibilità dei materiali con i fluidi circolanti e con l'ambiente circostante, si controllano gli spazi d'intervento, la fattibilità della preparazione superficiale e si stabilisce come proseguire l'intervento. La fase dell'applicazione molto importante viene eseguita con personale specializzato che ha tutte le qualifiche previste dalle normative. Tutto ciò comporta che le riparazioni con materiali compositi risultano effettivamente durevoli nel tempo. Vi sono riparazioni anche molto importanti che hanno diversi anni di esercizio senza aver subito nessun ammaloramento.



Figura 5. Esempio di rinforzo su una colonna (Archivio V.E.D. s.r.l.)

Altro aspetto a cui prestare molta attenzione è l'uso di attrezzature che garantiscano la corretta preparazione superficiale ai fini di riuscire ad eseguire un profilo di ancoraggio idoneo, senza arrecare ulteriore danno alla membratura da riparare. Infatti, è necessario minimizzare il rischio di peggiorare i difetti a seguito della preparazione superficiale idonea alla riparazione. Il campo di applicazione di tali interventi si sposta anche verso la prevenzione; infatti, eseguendo dei controlli preventivi si può intervenire prima che nell'elemento compaia una perdita, e agire preventivamente evitando danni, economici, a persone, cose ed ambientali. Le attività preventive danno sempre maggiore garanzia.

5 Rimozione di una riparazione

Nel rispetto di quanto stabilito dalla normativa sulle temporanee riparazioni, quando arriva la data di scadenza naturale della verifica periodica successiva alla temporanea riparazione, la committente deve rimuovere la temporanea riparazione. Quindi incarica una ditta per la rimozione, normalmente la stessa ditta che l'ha prima eseguita ed i motivi sono abbastanza ovvii. Successivamente alla rimozione la stessa committente incarica un'altra ditta per eseguire la riparazione "definitiva" dell'apparecchiatura (classica riparazione con sostituzione delle parti ammalorate e ripristino alle condizioni originarie, di solito con saldatura).

Riportiamo di seguito alcune considerazioni su una riparazione eseguita, rimossa dopo circa un anno di esercizio. Per la rimozione, così come per la riparazione è stata preparata una procedura; in pratica è stato prodotto un progetto di demolizione per la valutazione attenta necessaria ad evitare di arrecare danni alle parti integre nell'intento di rimuovere il composito della riparazione

Quando si esegue una riparazione riveste fondamentale importanza la fase progettuale, andando ad evidenziare tutti i rischi e tutte le soluzioni ingegneristiche possibili; In questo caso la membratura era sotto-spessore per erosione causata dal fluido interno e quindi, avendo stimato la velocità di avanzamento di essa è stato ritenuto necessario intervenire in quanto l'ulteriore riduzione dello spessore non avrebbe più assicurato la resistenza alla pressione. Anche in previsione di una eventuale aumento di tale velocità, per contrastare gli effetti di erosione di parti della membratura (difetti passanti), è stata applicata sul mantello una piastra metallica

(sacrificale) che si estendeva oltre la zona erosa, il composito aveva il compito di mantenere tale piastra aderente alla membratura residua e nel contempo assicurare la resistenza meccanica richiesta dalla pressione interna all'apparecchiatura nonché dalle azioni meccaniche dovute al peso proprio della colonna e delle altre forze su di essa agenti; ripristino strutturale vero e proprio.



Figura 6. Schede di attività di rinforzi strutturali (Archivio V.E.D. s.r.l.)



Figura 7. Mantello della colonna riparata (DN 1000) (Archivio V.E.D. s.r.l.)

La colonna, dopo la riparazione ha continuato ad essere esercitata per poco più di un anno e nel corso di esso è stato monitorato, per quanto possibile, lo stato del composito con l'intento di individuare l'insorgere di eventuali indicazioni, sia pure minime, che potessero essere utili a fare considerazioni di sorta, ma nulla di tutto questo, nessuna evidenza... Essendo stata raggiunta la data della verifica periodica, ci è stato affidato l'incarico di rimuovere la riparazione temporanea per poi procedere alla riparazione definitiva.

L'attività di rimozione del composito e di quant'altro applicato è stata molto impegnativa ed ha comportando l'impiego di personale e mezzi maggiore di quanto era stato necessario nella fase di riparazione. Da conoscitori delle difficoltà e complessità a cui si sarebbe andati incontro, abbiamo progettato l'intervento di rimozione emettendo una dettagliata procedura. È stato necessario praticare delle incisioni sulla superficie del composito che potessero essere punto di partenza ed innesco per la rimozione del materiale con mezzi meccanici.



Figura 8. Rimozione del rinforzo strutturale (Archivio V.E.D. s.r.l.)

Da una analisi degli elementi rimossi, gli stessi risultavano molto compatti, privi di delaminazioni e difetti di qualsiasi tipo.



Figura 9. Parte di rinforzo rimosso (Archivio V.E.D. s.r.l.)

Ripristinare il tutto, o quasi, come era ante-temporanea riparazione, ha richiesto diversi giorni di lavoro. Persone più o meno esperte hanno osservato la demolizione del composito e ciascuno, osservando le difficoltà di rimozione legate alla resistenza dei materiali, magari senza averne i titoli, ha espresso opinione negativa sul fatto che la riparazione veniva così eliminata.

Per noi applicatori e poi demolitori, la cosa non ci ha sorpreso affatto in quanto abbiamo eseguito e monitoriamo costantemente altre riparazioni con compositi simile a questa in trattazione riconducibili. Aggiungiamo che per questo caso esposto abbiamo proceduto ad ulteriori analisi e approfondimenti sui materiali rimossi riscontrando perfetto stato di conservazione, nessuna delaminazione e mantenimento delle caratteristiche meccaniche.



Figura 10. Apparecchiatura senza rinforzo (Archivio V.E.D. s.r.l.)

6 Conclusioni

Dalle esperienze maturate possiamo concludere la presente trattazione asserendo che queste tipologie d'intervento, risolvono tutta una serie di problematiche degli impianti industriali migliorando sia le condizioni di sicurezza che le condizioni ambientali.

Il rinforzo strutturale infatti consente di poter intervenire su una membratura in fase preventiva, cioè non appena si viene a conoscenza del decadimento della stessa, (sia essa per corrosione esterna o interna, per erosione, o per altri motivi ancora), la stessa può essere riparata riportandola alle condizioni iniziali, evitando la possibilità di innescare perdite e/o situazioni di pericolo, in modo da potere esercire lo stesso in sicurezza e senza danni ambientali. In caso di situazioni particolari con membrane troppo ammalorate (con presenze di fuoriuscite di prodotti), questo intervento può essere comunque di ausilio, in quanto si riesce ad intervenire in tempi rapidi, contenendo eventuali problematiche, consentendo il prosieguo dell'esercizio dell'impianto.

Le riparazioni come previsto anche dalle normative internazionali (vita utile fino a 20 anni) potrebbero essere considerate definitive in quanto riportano l'apparecchiatura

alle condizioni iniziali di resistenza. Vi sono interventi che sono stati eseguiti da oltre 7 anni e sono ancora in esercizio senza dare segni di decadimento.

Negli ultimi anni, questa tipologia di intervento è sempre più richiesta da chi esercisce questa tipologia d'impianto in quanto, non è invasiva, è di veloce esecuzione, non va a gravare sulle strutture, si presta ad essere applicata anche su forme complesse ed estese. Intervenire in fase preventiva, ossia prima della comparsa di difetti passanti, rende più agevole e veloce l'intervento, previene l'immissione di fluidi nell'ambiente le cui conseguenze potrebbero anche essere molto pericolose e annullano il rischio di collasso totale dell'apparecchiatura.

Uno degli aspetti su cui focalizzare l'attenzione è proprio la durata della riparazione; vi sono infatti delle riparazioni eseguite su apparecchiature che sono in esercizio da diversi anni, oltre sei, e da noi monitorate ed osservate e non manifestano segnali d'invecchiamento.

Il dover rimuovere una riparazione da una apparecchiatura sembra essere in alcuni casi una forzatura che comporta uno spreco di denaro tempo e problematiche ambientali.

7 Bibliografia

[1] ISO 24817:2017(E) Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Composite repairs for pipework – Qualification and design, installation, testing and inspection.

Riparazione e rimessa in esercizio del generatore di vapore a tubi d'acqua Macchi appartenente al Gruppo 3 della Centrale A2A Lamarmora di Brescia

F. Rossetti¹, N. Palumbo¹, A. Serra², P. Tria³

¹ Inail – Uot di Brescia

² ATS Brescia

³ A2A Calore & Servizi Srl

Abstract

Questa memoria espone i lavori di sostituzione e installazione di una nuova valvola di sicurezza saldata, posta a protezione della tubazione del vapore surriscaldato finale (SH) del generatore di vapore Macchi al servizio della Centrale Lamarmora di A2A di Brescia. La sostituzione della valvola ha seguito l'iter previsto dal d.m. 1 dicembre 2004, n. 329. Nello specifico, l'utente ha provveduto a richiedere il benessere alla riparazione all'INAIL UOT di Brescia. Successivamente la riparazione è stata verificata attraverso l'approvazione del fascicolo tecnico di riparazione e l'esame visivo dimensionale del giunto saldato. L'iter procedurale si è concluso con il rilascio del consenso al riavvio dell'esercizio dell'attrezzatura riparata da parte dell'ATS Brescia quale soggetto incaricato delle verifiche periodiche. Il lavoro evidenzia le problematiche legate alla sostituzione della valvola di sicurezza sul surriscaldatore che per questi generatori di vapore è saldata. Inoltre, è fondamentale accertare l'area della sezione di spinta della valvola che in molti casi non è riportata nel certificato rilasciato dal costruttore.

Keywords: riparazione, generatore di vapore a tubi d'acqua, valvola di sicurezza, riavvio.

1. Introduzione

Si descrivono nel dettaglio le attività svolte per l'esecuzione degli interventi di riparazione di un generatore di vapore a tubi d'acqua consistenti nella sostituzione e installazione di una nuova valvola di sicurezza saldata, posta a protezione della tubazione del vapore surriscaldato finale (SH) del generatore di vapore Macchi al servizio della Centrale Lamarmora di A2A di Brescia, nonché la procedura di rimessa in esercizio del generatore di vapore stesso e la prova di funzionamento della nuova valvola installata con la verifica della taratura effettuata in esercizio mediante martinetto idraulico.

2. Descrizione delle operazioni eseguite per la riparazione e la rimessa in esercizio

Di seguito si elencano le fasi principali dell'iter di riparazione e rimessa in esercizio

1. Richiesta di esame proposta di riparazione all'INAIL UOT di Brescia;
2. Rilascio del parere positivo di riparazione da parte dell'INAIL UOT di Brescia;
3. Rimozione della valvola esistente tramite sbullonamento lato uscita e taglio a freddo lato ingresso;
4. Valutazione dei dati di targa e dei materiali di costruzione della nuova valvola;
5. Preparazione del cianfrino DN 6" spessore 36,5 mm, come indicato nella relativa WPS (lato tubo). Il cianfrino realizzato ha le stesse dimensioni come da disegno rilasciato dal costruttore della nuova valvola da installare;
6. Esecuzione dei controlli non distruttivi sui cianfrini tramite liquidi penetranti;
7. Esecuzione della saldatura DN 6" (diametro esterno) spessore 36,5 mm, utilizzando i processi TIG + SMAW, secondo quanto indicato nella relativa WPS (Welding Procedure Specification);
8. Esecuzione dei liquidi penetranti a circa metà saldatura e controllo ad ultrasuoni con registrazione (PHASED ARRAY) a saldatura terminata;
9. Trattamento termico localizzato (ciclo 680°C x 60 minuti, salita/discesa 100 °C/h), come indicato nella tabella di saldatura;
10. Esecuzione del test di durezza;
11. Esecuzione ultrasuoni con registrazione (PHASED ARRAY) a distanza di 48 ore dal raffreddamento del trattamento termico;
12. Verifica di riparazione;
13. Rimessa in esercizio.

3. Valutazione tecnica di riparazione

Con riferimento all'art. 14 del d.m. 329/04 [1] e alla lettera circolare ISPEL 14/05 [2], si è valutato che:

- l'intervento viene eseguito su attrezzatura in esercizio dal 1987 e in regola con le verifiche periodiche;
- il materiale del componente nuovo è metallurgicamente uguale a quello da sostituire;
- i procedimenti di saldatura e i trattamenti termici sono equivalenti agli originari;
- le norme tecniche da utilizzare per la riparazione sono le Raccolte VSG, M ed S [3], [4] e [5].

Dalle valutazioni sopra riportate, si evince che l'intervento, in base alla circ. 14/05 [2], ricade nella fattispecie di "sostituzione senza modifiche di membrane secondarie saldate".

3.1 Caratteristiche del generatore di vapore e della valvola di sicurezza

Il generatore di vapore sottoposto a procedura di riparazione è dotato di surriscaldatore, economizzatore e tubazioni di collegamento, i cui dati di progetto sono riportati nella seguente Tabella 1.

CARATTERISTICHE TECNICHE DELLA ATTREZZATURA A PRESSIONE										
CAMERA			Press. ammiss. MAX bar	Temper. ammiss. MIN °C MAX		FLUIDO Natura Stato Gruppo			VOL. (litri) max	DN (-) max
1	X	Corpo Principale		124	///	328	acqua	V	2	92000
2	X	Surriscaldatore	Interno Tubi	124	///	520 max	acqua	V	2	42500
3		Risurriscaldatore	Esterno Tubi							
4	X	Economizzatore	Camicia	124	///	330,2	acqua	V	2	3750
5	X	Tubazioni		124		520 max	acqua	V	2	2870

Tabella 1. Configurazione e dati tecnici del generatore di vapore

Il surriscaldatore sul quale è stato effettuato l'intervento è l'unico presente e non è intercettabile. La raccolta E [6] prevede che le valvole di sicurezza, poste a protezione dello stesso surriscaldatore, abbiano una portata di scarico non inferiore al 25% della produzione del generatore di vapore al carico massimo continuo. Lo stesso generatore di vapore deve essere provvisto nella zona del vapore saturo (corpo cilindrico) di valvole di sicurezza che devono scaricare almeno il 65% della produzione del generatore al carico massimo continuo. Comunque la somma delle due portate non deve essere inferiore al 100% della produzione in parola.

La valvola di sicurezza del surriscaldatore deve essere idonea a scaricare vapore surriscaldato, avere una pressione di taratura inferiore alla pressione massima ammissibile e comunque inferiore a quella della valvola di sicurezza installata nella zona del vapore saturo. I materiali di costruzione della valvola devono essere idonei a lavorare con quelle condizioni di pressione e temperatura, integri dal punto di vista metallurgico e corredati di certificati di collaudo da parte del fabbricante di tipo 3.1.

3.2 Personale e procedimenti di saldatura

L'esecuzione delle saldature è stata effettuata da saldatori qualificati da Organismo Notificato, secondo la norma UNI EN ISO 9606-1 [7]. Le qualifiche dei procedimenti di saldatura (WPQR) sono approvate secondo la norma UNI EN ISO 15614-1 [8]. L'esecuzione, dei controlli non distruttivi è stata anch'essa effettuata da personale qualificato secondo la norma UNI EN ISO 9712 [9].

In sede di verifica sono stati acquisiti:

1. gli attestati di abilitazione del personale coinvolto nella saldatura e nei controlli non distruttivi;

2. il welding book con le schede WPS – WPQR
3. i report dei controlli non distruttivi
4. il diagramma del trattamento termico dopo saldatura

Le figure che seguono rappresentano il dettaglio del cianfrino (Figura 1), la sua realizzazione e i controlli con liquidi penetranti (Figura 2), la saldatura ultimata (Figura 3).

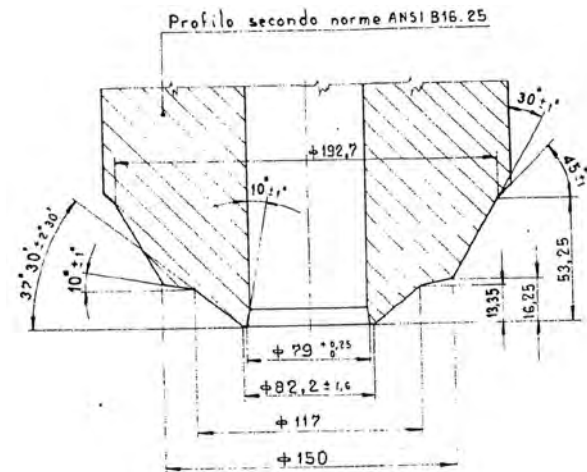


Figura 1. Finitura del bocchello della valvola di sicurezza da installare



Figura 2. Realizzazione del cianfrino e sua verifica ai liquidi penetranti

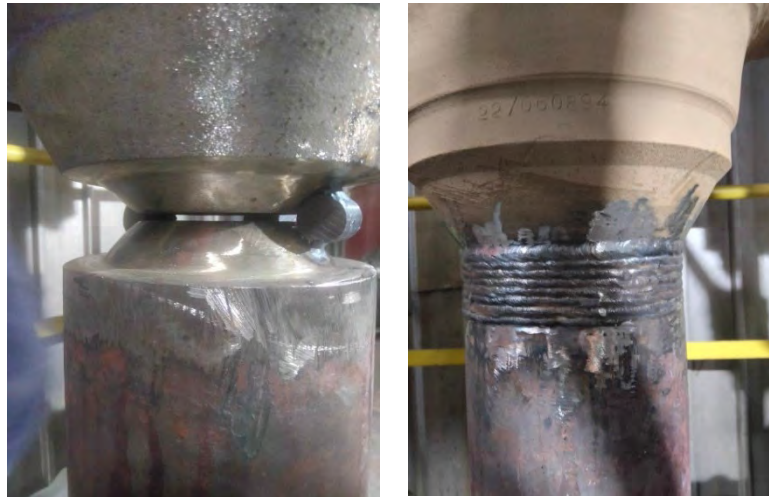


Figura 3. Saldatura della nuova valvola

4. Test delle valvole di sicurezza in situ in condizioni di pieno funzionamento

Per descrivere la procedura di test utilizzata si è fatto riferimento alle seguenti definizioni:

Valvola di sicurezza: valvola che automaticamente, senza l'assistenza di un'energia diversa da quella del fluido in questione, scarica, al raggiungimento della pressione di taratura, una quantità di fluido al fine di prevenire il superamento di una pressione di sicurezza predeterminata o di progetto dell'attrezzatura sulla quale è installata la valvola e che è progettata per richiudersi e impedire un ulteriore flusso di fluido dopo che sono state ripristinate le condizioni di esercizio a pressione normale. [11]

Martinetto: Dispositivo atto a esercitare, sullo stelo della valvola, una forza, controllabile e determinabile, avente direzione uguale e verso opposto a quelli della forza esercitata dalla molla della valvola. *Nota:* I martinetti generalmente sono costituiti da un elemento che genera la forza di sollevamento dello stelo delle valvole di sicurezza e da una strumentazione che misura la stessa forza o la pressione che la determina. L'elemento che genera la forza di sollevamento è generalmente del tipo pneumatico o idraulico. [12]

Test della valvola di sicurezza in condizioni operative: procedura che permette di verificare la pressione di taratura della valvola di sicurezza senza prevederne lo smontaggio dall'attrezzatura su cui è installata la stessa valvola (Figura 4).

I vantaggi riscontrati nella procedura utilizzata sono i seguenti:

- il metodo di prova può essere utilizzato per tutte le marche di valvole di sicurezza;
- è possibile eseguire il collaudo e la regolazione della valvola anche sotto la pressione di esercizio e quindi senza l'arresto dell'impianto;
- il metodo di prova può essere utilizzato per tutte le dimensioni nominali;
- non è necessario rimuovere/rimontare o trasportare la valvola;
- vi è risparmio sui costi;

- non si rende necessaria alcuna interruzione/variazione nella marcia dell'impianto;
- è l'unico metodo per testare le valvole di sicurezza saldate;
- al termine del test può essere rilasciato un certificato di collaudo per ogni valvola;
- si tratta di sistemi di controllo approvati dai maggiori enti di certificazione.

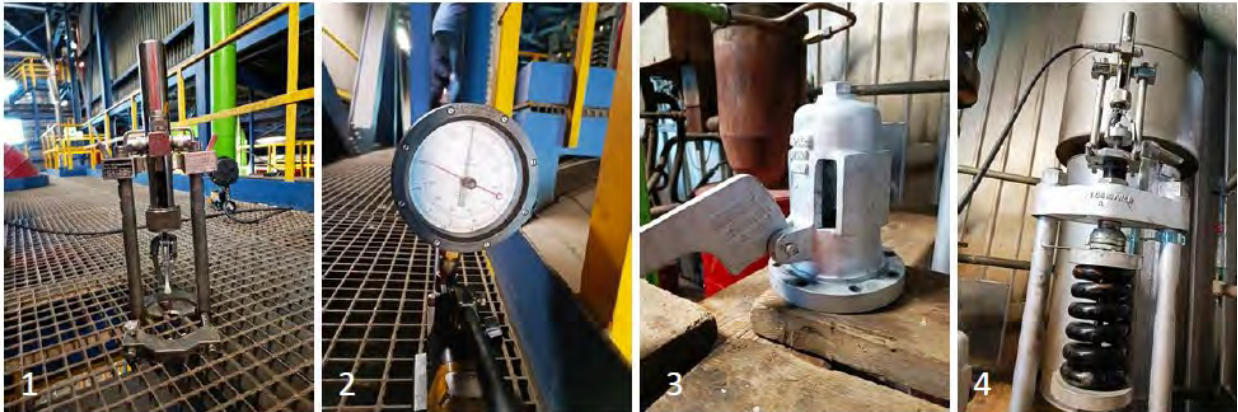


Figura 4. 1) Martinetto idraulico, 2) Pompa manuale ad olio, 3) Cappuccio della valvola, 4. Posizionamento del martinetto sullo stelo della valvola

4.1. Principio fisico alla base del metodo e le formule operative utilizzate

La prova consiste nell'esercitare sullo stelo della valvola una forza, controllabile e misurabile, avente direzione uguale e verso opposto a quelli della forza esercitata dalla molla della valvola. La pressione di taratura della valvola di sicurezza e l'accuratezza della prova si determinano mediante le seguenti formule:

$$P_t = P_A + P_e$$

$$P_A = F_S / (A_S \times 10)$$

$$\Delta p = P_t - P_e$$

$$e\% = [1 - (d_i / d_m)^2] \times 100$$

dove:

P_t = Pressione di taratura della valvola di sicurezza;

P_A = Pressione aggiuntiva;

P_e = Pressione di esercizio del generatore al momento della prova a monte della valvola;

F_S = Forza di sollevamento esercitata dal martinetto sullo stelo della valvola tolto il peso proprio del martinetto (massa della parte mobile del martinetto x accelerazione di gravità);

A_S = Area di spinta della valvola di sicurezza;

Δp = Differenza tra la pressione di taratura della valvola di sicurezza e la pressione di esercizio dell'impianto a monte della stessa;

$e\%$ = scostamento relativo percentuale delle aree della valvola di sicurezza;

d_i = Diametro interno della sede della valvola di sicurezza;

d_m = Diametro medio (media aritmetica) della sede della valvola di sicurezza.

4.2. Esempio pratico

Verifica di funzionamento della valvola di sicurezza a protezione della tubazione vapore surriscaldato (SH) del generatore di vapore in oggetto.

Dati della valvola

- *Ingresso*: butt weld diametro interno 3"; diametro esterno 6"
- *Uscita*: flangia 6" ANSI 300 RF
- *Capacità di scarico*: 88407 kg/h di vapore a 520 °C
- *Stato fisico del vapore*: surriscaldato
- *Pressione di taratura a freddo del fabbricante*: 110,5 bar
- *Campo di regolazione della pressione differenziale di prova a freddo*: 108,7/114,4 bar
- *Materiali*: corpo ASTM A 217 WC6
- *Tipo orifizio*: L
- *Diametro orifizio*: 52 mm
- *Area orifizio*: 2120 mm²
- *Diametro interno*: 64,65 mm
- *Diametro medio*: 67,35 mm
- *Area di spinta*: 35,62 cm²

È particolarmente importante ricordare che l'area di spinta è un dato che in genere non è disponibile nella documentazione della valvola di sicurezza ed è abbastanza difficile ottenerla da fonti diverse dal costruttore. È pertanto necessaria un'attestazione dalla quale risulti in maniera chiara ed inequivocabile la superficie dell'area di spinta.

Dati di esercizio del generatore

La pressione e la temperatura di esercizio del GV sono state verificate pari rispettivamente a 86 bar e 500 °C rilevandone il valore mediante lettura del manometro e del termometro a servizio del GV stesso.

Dati del martinetto

Nel certificato denominato "*Verbale di taratura dispositivo per la verifica della taratura delle valvole di sicurezza in esercizio*" rilasciato dall'INAIL è indicato il periodo di validità della taratura dello strumento. Il martinetto è equipaggiato con strumenti di misura correlati ai valori delle grandezze da rilevare. Il manometro è conforme alla UNI EN 837-1 con classe di accuratezza 0,6 o migliore.

Modalità di esecuzione della prova di taratura

La verifica della taratura viene effettuata con il generatore in esercizio: si toglie il cappuccio della valvola, dopodiché si pone il martinetto nella parte superiore della valvola e si manda in pressione il martinetto con una pompa manuale ad olio. L'azione

del martinetto determina l'annullamento della forza della molla antagonista, e l'inizio dell'apertura della valvola di sicurezza. Durante l'operazione di verifica della taratura mediante martinetto, la forza di sollevamento deve avere una velocità di incremento sufficientemente lenta da consentire la lettura dei valori istantanei.

In seguito si legge il valore di Forza (misurata in newton [N]) che ha prodotto l'intervento della valvola di sicurezza. Conoscendo il valore della superficie di sfogo (sezione di spinta) si risale alla pressione massima d'intervento (Figura 5).

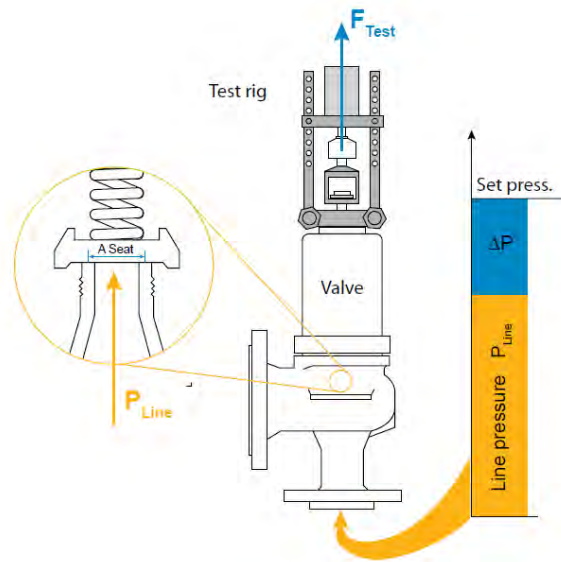


Figura 5. Schematizzazione della prova

La verifica strumentale effettuata in campo ha fornito i seguenti dati:

$$F_S = 8726 \text{ kN}$$

$$A_S = 35,62 \text{ cm}^2$$

$$P_A = 24,49 \text{ bar}$$

con i quali è stata calcolata la pressione di taratura

$$P_t = 86 + 24,49 = 110,49 \text{ bar}$$

che conferma quella preimpostata dal fabbricante della valvola.

Nel caso di valvole di sicurezza con connessione di ingresso saldata come, per esempio, sui surriscaldatori o sui risurriscaldatori, il valore massimo di $\Delta p/P_t$ % può eccedere i valori riportati nella Tabella 2 fermo restando il valore massimo del 35%. Il valore di incertezza percentuale [i%] non deve superare il $\pm 2\%$. L'incertezza della misura va calcolata secondo la seguente formula:

$$i\% = [e\% \times (\Delta p/P_t \%)] / 100$$

In base al valore di scostamento relativo percentuale delle aree della valvola di sicurezza [e%], nella Tabella 2 è rilevabile il valore del rapporto massimo percentuale tra Δp e la pressione di taratura della valvola di sicurezza.

$e\%$	Valore massimo di $\Delta p/Pt$ %
$\leq 4,40$	35,00
$4,40 < e\% \leq 5,00$	32,50
$5,00 < e\% \leq 5,50$	30,00
$5,50 < e\% \leq 6,25$	27,50
$6,25 < e\% \leq 7,00$	25,00
$7,00 < e\% \leq 8,00$	22,50
$8,00 < e\% \leq 9,00$	20,00
$9,00 < e\% \leq 10,50$	17,50
$10,50 < e\% \leq 12,50$	15,00
$12,50 < e\% \leq 15,00$	12,50
$15,00 < e\% \leq 18,50$	10,00

Tabella 2. Valori massimi di $\Delta p/pt$ % (i valori in tabella limitano a $\pm 2\%$ l'incertezza, correlata alla reale area di spinta della valvola, sul valore calcolato della pressione di taratura)

Nel caso di valvole di sicurezza con connessione di ingresso saldata, aventi diametro interno della sede $d_i > 50$ mm, il valore massimo di $\Delta p/Pt$ % può essere mantenuto al 20% anche per i valori di $e\% > 9$.

In particolare, nel caso specifico, sostituendo i valori numerici rispettivamente nelle formule (4) e (5) si ottiene:

$$e\% = [1 - (64,65/67,35)^2] \times 100 = 7,86 \quad \text{e} \quad \Delta p/Pt \% = 24,49/110,49 = 22,16$$

con cui si ricava:

$$i\% = (7,86 \times 22,16)/100 = \pm 1.74\%$$

L'esito della prova di verifica taratura risulta pertanto accettabile. L'incertezza calcolata è infatti inferiore al limite $\pm 2\%$ correlato alla reale area di spinta della valvola sul valore calcolato della pressione di taratura.

5. Conclusioni

Le riparazioni delle attrezzature in pressione devono essere preventivamente autorizzate e verificate, dopo l'esecuzione dei lavori, da parte dell'INAIL competente per territorio e rimesse in esercizio a seguito del consenso o verifica del soggetto incaricato delle verifiche periodiche pubblico o privato.

E' stata esaminata, nel dettaglio, la prova in esercizio di una valvola di sicurezza installata tramite saldatura al surriscaldatore di un generatore di vapore e si sono le attrezzature da utilizzare e i dati basilari da ricavare nella verifica di taratura. È

necessario utilizzare strumenti tarati ed efficienti e avere i dati completi e corretti della valvola oggetto della verifica.

6. Bibliografia

- [1] Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/2004 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000", n. 93, G.U. Serie Generale n. 22 del 28/01/2005 S.O. n. 10
- [2] Lettera Circolare ISPESL n. 14/05 - "Oggetto: Applicazione del D.M. 329/04 di attuazione dell'Art 19 del D. Lgs. 93/2000 - Chiarimenti e precisazioni sulle Riparazioni", Prot. 3878 del 06/12/2005
- [3] Raccolta VSG - ISPESL "Specificazioni Tecniche Applicative del Decreto Ministeriale 21 Novembre 1972 per la Verifica della Stabilità dei Generatori di Vapore d'Acqua" rev. 1995 ed. 1999
- [4] Raccolta S - ISPESL "Specificazioni Tecniche Applicative del Decreto Ministeriale 21 Novembre 1972 per l'Impiego della Saldatura nella Costruzione e Riparazione degli Apparecchi e Sistemi in Pressione" rev. 1995 ed. 1999.
- [5] Raccolta M - ISPESL "Specificazioni Tecniche Applicative del Decreto Ministeriale 21 Novembre 1972 riguardanti l'Impiego dei Materiali nella Costruzione e Riparazione degli Apparecchi e Sistemi in Pressione" rev. 1995 ed. 1999.
- [6] Raccolta E - ANCC - "Specificazioni Tecniche Applicative del Decreto Ministeriale 21 Maggio 1972" ed. 1972
- [7] UNI EN ISO 9606-1: 2017 "Prove di qualificazione dei saldatori - Saldatura per fusione - Parte 1: Acciaio" Inserire la corrispondenza nel testo e il titolo completo della norma
- [8] UNI EN ISO 15614-1: 2019 "Specificazione e qualificazione delle procedure di saldatura per materiali metallici - Prove di qualificazione della procedura di saldatura - Parte 1: Saldatura ad arco e a gas degli acciai e saldatura ad arco del nichel e sue leghe" Inserire la corrispondenza nel testo e il titolo completo della norma
- [9] UNI EN ISO 9712: 2022 Qualificazione e certificazione del personale addetto alle prove non distruttive Inserire la corrispondenza nel testo e il titolo completo della norma
- [10] Lettera Circolare ISPESL n. 65 del 06 agosto 1992 - "Oggetto: Dispositivi per verifiche di taratura di valvole di sicurezza"
- [11] UNI EN ISO 4126-1: 2019 "Dispositivi di sicurezza contro le sovrappressioni - Parte 1: Valvole di sicurezza"
- [12] UNI 11513: 2013 " Verifica in esercizio della taratura delle valvole di sicurezza mediante martinetti"

Evoluzione microstrutturale degli acciai grado 91 e 92. Lo studio dei precipitati come strumento per valutarne l'invecchiamento e la resistenza allo scorrimento viscoso

A. Antonini¹, A. Alvino¹, A. Tonti¹, S. Matera³, O. Tassa³

¹ Inail - Dit

³ RINA Consulting - CSM S.p.A. Roma

Abstract

Gli acciai ASTM A213/A335 Gr 91 e 92 sono acciai legati al 9% di Cr, progettati per impieghi a temperature e pressioni elevate (100000 ore a 540°C-600°C e 240-260 bar rispettivamente) nell'industria petrolchimica e negli impianti di produzione di energia. Le notevoli proprietà meccaniche e la resistenza allo scorrimento viscoso di questi materiali sono strettamente legate alla loro peculiare microstruttura, ottenuta mediante opportuni trattamenti termici: una matrice di martensite rinvenuta in cui sono presenti carburi di Cr e Mn di tipo $M_{23}C_6$ (a bordo dei grani, subgrani e lath) e carbonitruri di Nb e V (finemente dispersi nella matrice stessa).

Nel corso della vita in servizio la microstruttura di questi materiali subisce delle trasformazioni a carico delle fasi presenti, che si riflettono in un generale peggioramento delle proprietà meccaniche e soprattutto della resistenza allo scorrimento viscoso. Sia la temperatura che il carico applicato sono fattori che influenzano queste trasformazioni, spesso promuovendone l'insorgenza, come pure accelerando i processi di degrado microstrutturale. Una correlazione tra il comportamento a creep e la microstruttura di questi acciai non è tuttavia semplice, poiché molteplici e non ancora del tutto noti sono i meccanismi con cui il danno si manifesta e si propaga.

Keywords: danneggiamento, scorrimento viscoso, microstruttura, acciai alto cromo.

1. Introduzione

Gli acciai ASTM A213/A335, grado 91 e grado 92 sono stati sviluppati con l'obiettivo di garantire un servizio di lunga durata a temperature e pressioni elevate, grazie all'elevata resistenza al creep ed alla corrosione. La loro struttura è basata su una matrice di martensite rinvenuta, rafforzata per precipitazione di carburi $M_{23}C_6$ ($M = Cr, Fe, Mo, W$) e carbonitruri MX ($M = V, Nb, X = C, N$) finemente dispersi, e per indurimento in soluzione, attraverso elementi come Mo o Mo/W [1,2]. L'elevata resistenza alla corrosione è garantita invece dalla presenza di un alto contenuto di Cr (8-10%).

Nelle condizioni operative in cui questi materiali trovano impiego, alta temperatura e alta pressione, la forma di danneggiamento che viene riscontrata più frequentemente è il creep [3-8], che si manifesta in conseguenza di tutta una serie di cambiamenti a carico della microstruttura, quali l'aggregazione dei carburi $M_{23}C_6$, la nucleazione e coalescenza di fasi intermetalliche quali fasi di Laves Fe_2Mo ; $Fe_2(W,Mo)$ e fase Z $(Cr,Nb,V)N$ [9], il recupero (o recovery) della struttura martensitica ed infine la nucleazione, crescita e coalescenza di cavità [10].

Questa memoria è il risultato di un lavoro effettuato nell'ambito di un progetto avviato dall'INAIL in collaborazione con RINA Consulting-Centro Sviluppo Materiali S.p.a. (CSM) denominato "Steel Grades 91 and 92 Microstructure and Precipitate Evolution Atlas". Questo progetto è finalizzato alla realizzazione di un atlante di riferimento in cui verranno riportate le variazioni microstrutturali osservate negli acciai di grado 91 e 92 sia nel materiale base che nei giunti saldati, in condizioni sperimentali riproducenti quelle di servizio. L'obiettivo è individuare una relazione tra parametri microstrutturali, degrado del materiale e vita spesa, così da ottenere informazioni più affidabili per la stima della vita residua. Il progetto si propone di identificare le relazioni tra la temperatura, tempo e stress e l'evoluzione della microstruttura; sono stati eseguiti test di invecchiamento in forno e prove di creep a temperatura costante e per tempi prestabiliti con interruzioni per l'esecuzione delle indagini microstrutturali, monitorando il recovery della martensite, l'andamento della durezza, l'evoluzione dei precipitati in termini di morfologia e dimensioni, la crescita delle cavità ecc. Le attività sperimentali sono state organizzate in sei sotto-progetti, incentrati su invecchiamento a temperatura costante in forno, creep test isotermino su materiale base Gr91 e Gr92 e creep test isotermino su HAZ di Gr91 e Gr92.

Ad integrazione dei risultati ottenuti con il progetto Atlante sono state effettuate prove di creep con la metodica dello Small Punch Creep Test [11-12], eseguite su alcuni provini di dimensioni opportune ricavati da materiale precedentemente utilizzato nel progetto. Anche i risultati di tali prove sono riportati nella presente memoria.

2. Materiale e metodi

Sono stati utilizzati tubi in acciaio di grado 91 (ASTM A213) e grado 92 (ASTM A 335), in condizioni normalizzate (N) e rinvenute (T) e indicate P91 T0, P92 T0 (T0 per tempo zero) e campioni provenienti da impianto P91 Ex, P92 Ex (Ex per esercizio), campioni di laboratorio, di invecchiamento isotermino T 91 Aged, prodotti in ambito del precedente progetto Atlas [13]. In Tab.1 e in Tab.2 sono riportate la composizione chimica degli acciai e degli standard di riferimento e i dettagli del prodotto. Nella Tab.3 sono riportate le condizioni di esposizione e di invecchiamento. I giunti saldati testa-testa dei materiali P91 T0 e P92 T0 sono stati fabbricati secondo specifica della procedura di saldatura (WPS) e controllati come richiesto dagli standard di fabbricazione.

Grades 91 and 92		C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	W	Nb	V	Al	Ni	N	B
Grade 91 ASTM A 335/A	min	0.08	0.20	0.30			8.00	0.85		0.06	0.18			0.03	
	max	0.12	0.50	0.60	0.020	0.010	9.50	1.05		0.10	0.25	0.04	0.40	0.07	
P91 T ₀	676780	0.09	0.31	0.45	0.016	0.003	8.35	0.88	<0.5	0.07	0.19	0.005	0.14	0.051	0.0002
P91 EX	285821	0.092	0.38	0.43	0.012	0.002	8.88	0.93		0.07	0.24	0.014	0.28	0.047	
T91 Aged		0.114	0.25	0.32	0.005	0.005	8.39	0.87		0.07	0.21	0.05	0.17	0.037	
Grade 92 ASTM A 335/A	min	0.07		0.30			8.50	0.30	1.5	0.04	0.15			0.03	0.001
	max	0.13	0.50	0.60	0.020	0.010	9.50	0.60	2.0	0.09	0.25	0.01	0.40	0.07	0.006
P92 T ₀	Q68093	0.10	0.33	0.48	0.009	0.006	8.92	0.34	1.6	0.07	0.18	0.005	0.12	0.053	0.0041
P92 EX	P5092	0.10	0.36	0.54	0.012	0.008	8.64	0.40	1.7	0.052	0.19	0.006	0.16	0.039	0.0034

Tabella 1. Composizione chimica nominale delle leghe in esame e analisi composizionale dei materiali oggetto di studio.

Grades 91 and 92	Material Source		Product Details		Final stage heat treatment			
	Material Manufacturer	Cast heat	form	dimension mm	Normalization (N)		Tempering (T)	
					N °C	holding time minutes	T °C	holding time minutes
P91 T ₀	TENARIS	676780	Pipe	OD 219 x WT 25.4	1070	*	780	*
P91 EX	BENTELER	285821	Pipe	OD 88.9 x WT 17.5	1060	20*	775	60***
T91 Aged			Tube	OD 38.1 x WT 4.6	1070	*	780	*
P92 T ₀	WYMAN GORDON	Q68093	Pipe	OD 333.5x WT 23.0	1068	60**	779	150*
P92 EX	WYMAN GORDON	P5092	Pipe	OD 307 x WT 70	1060	20*	770	60

cooling pattern: *air cooling, ** Fan, *** still air

Tabella 2. Stato di fornitura dei materiali esaminati

3. Test di invecchiamento e prove di creep

I test di invecchiamento sono stati programmati a tre diverse temperature (550°C-600°C-650°C) in forni con monitoraggio continuo della temperatura, per tre campioni T91 Aged, già sottoposti a precedente invecchiamento isoterma di circa 46000 ore, in un progetto precedente (vedi Tab.3). Il tempo di invecchiamento programmato è 25000 ore tale a raggiungere una durata totale di 71000 ore, con interruzioni programmate a 4000, 8000, 16000 ore per le investigazioni sulla microstruttura.

Grades 91 and 92	Exposure Material	Exposure conditions				
		Identification sample code	ageing temperature °C			ageing time hours
T91 Aged	Laboratory aged samples	M53	550			46,334
		M54	600			46,000
		M55	650			46,334
P91 EX	ENEL Torrevaldaliga power plant TN4 Line VP - draining line	Data set	Exposure Temperature °C	Pressure Barg	Stress MPa	exposure time hours
		design values	612	268		
P92 EX	ENEL Torrevaldaliga power plant TN4 Line SX(CV)	exercise	604	252	54.0	74,000
		design values	612	267	42.6	
		exercise	604	252	40.2	74,000

Tabella 3. Condizioni sperimentali nei test di invecchiamento e condizioni di esercizio dei materiali prelevati ex-service.

I creep test dei campioni P91 T0 e P92 T0 sono stati programmati sia per il materiale base che per le HAZ dei giunti saldati a temperature comprese tra 550°C e 650°C con carico applicato costante, secondo UNI EN ISO 204:2009, adottando le pratiche di prova specificata dalle linee guida ECCC. Due differenti geometrie di provini lisci sono state utilizzate: una per il materiale base e l'altra per i giunti saldati, secondo lo standard ISO 204:2018. Le sollecitazioni applicate, ricavate dai data sheet di ECCC, sono state scelte per tempi di rottura programmati tra 10000 e 100000 ore, gli stessi carichi sono stati utilizzati con i provini cross-weld.

L'analisi dei precipitati e della microstruttura è stata effettuata con microscopio elettronico SEM dotato di EDS, sono state utilizzate immagini SEM-SE, SEM-BSE per l'analisi automatica AIA e caratterizzazione delle cavità da creep. La valutazione delle dimensioni, della morfologia, della composizione chimica, della cristallografia dei precipitati è stata fatta con il TEM su repliche estrattive.

Le prove di Small Punch Creep Test sono state eseguite con un macchinario "Sputt500" (Fig. 1) progettato e costruito in accordo con quanto previsto da CWA 15627:2007 e aggiornato con lo standard EN 10371:2021.

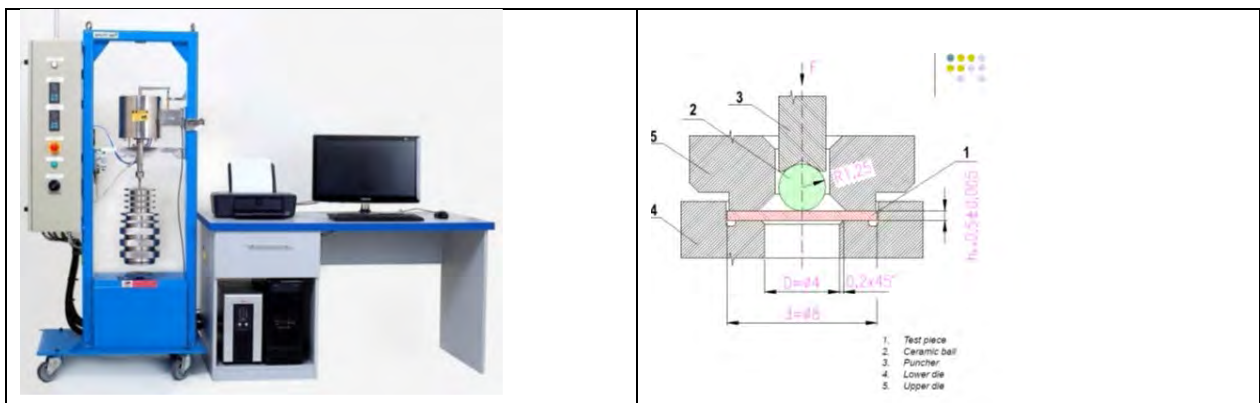
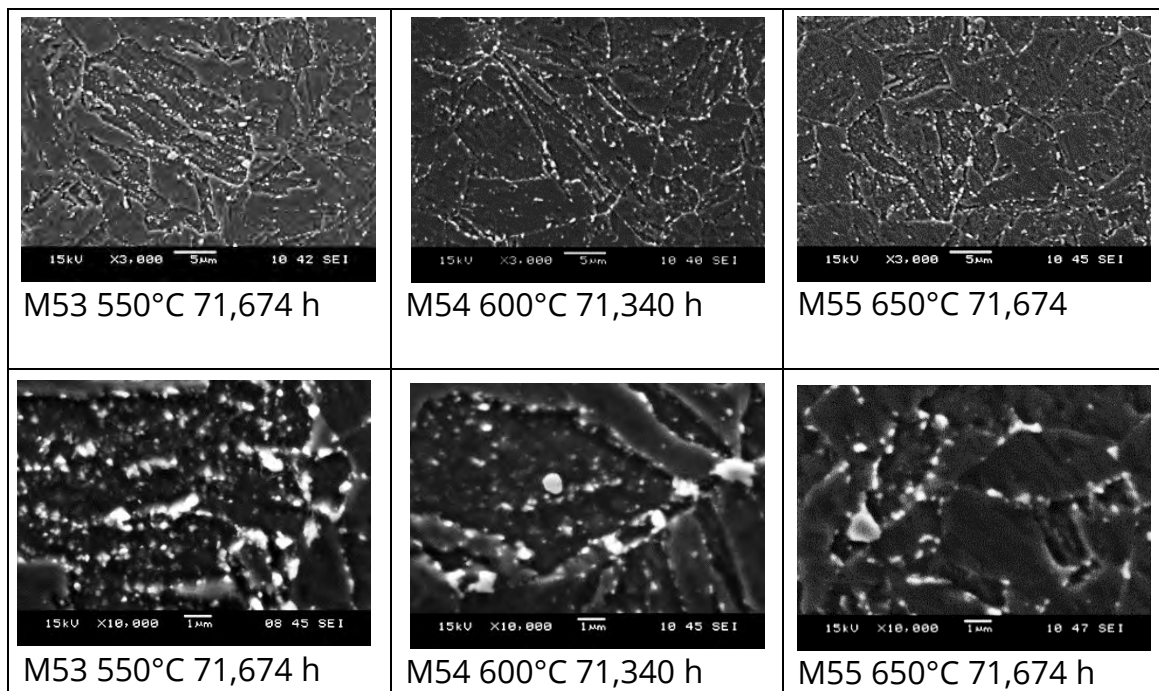


Figura 1. Insieme della macchina Sputt500 e particolare dello schema di funzionamento dello small punch test.

4. Risultati e discussione

Caratterizzazione campioni invecchiati termicamente

I campioni T91 Aged sottoposti ad invecchiamento isotermico a differenti temperature sono stato osservati mediante microscopio elettronico e le microstrutture e lo stato dei precipitati sono stati messi a confronto nella Fig. 2. All'aumentare del tempo di invecchiamento è stata osservata una leggerissima diminuzione della durezza, che da 220HV₁₀ osservata nella condizione iniziale, normalizzata e rinvenuta, dopo le circa 71.000 ore di ricottura a 650°C, 600°C e 550°C scende a 210HV₁₀, 213HV₁₀ e 217HV₁₀.



Cr wt%	Fe wt%	Mo wt%	precipitate type and position	Cr wt%	Fe wt%	Mo wt%	precipitate type and position
29.1	66.4	4.5	$M_{23}C_6$ GB	9.1	70.4	20.5	Laves LB
8.0	51.8	40.2	Laves GB	13.8	84.7	1.5	$M_{23}C_6$ WL
17.3	80.5	2.2	$M_{23}C_6$ LB	20.0	78.1	1.9	$M_{23}C_6$ LB

GB Grain Boundary, LB Lath Boundary, WL Within Lath

Figura 2. Microstruttura di campioni T91 Aged osservati con SEM-SE (Mag 3000X) e panoramica dello stato dei precipitati rilevato con DEM-SE-EDS (Mag 10.000X). Tipica composizione EDS dei carburi $M_{23}C_6$ e delle fasi intermetalliche di Laves.

L'acciaio P91, come si evince anche in Fig. 2 è caratterizzato da microstruttura di martensite rinvenuta, in cui si distinguono gli aghetti entro i bordi grano austenitici e i bordi dei sub-grano poligonali ferritici, all'interno degli aghetti di martensite recuperata. I bordi di grano austenitico e i bordi di sub-grano di ferrite poligonale sono circondati in modo continuo da carburi $M_{23}C_6$ ricchi di Cr, Fe, Mo e particelle di fase di Laves ricche di Fe e Mo. La comparsa della Fase di Laves è osservata dopo 3.000 ore di invecchiamento a 550°C e 600°C e dopo 10.000 ore di invecchiamento a 650°C [13]. In Fig. 3 è riportata una distribuzione della dimensione delle particelle di fase di Laves osservate, in termini di frazione areale occupata F_A , determinata mediante SEM-BSE-AIA.

Le immagini al TEM, riportate in Fig. 4, delle repliche estrattive mostrano lo stato di precipitazione dei campioni invecchiati; un esempio dei dati di composizione delle particelle, rappresentati in termini di diagrammi ternari, è mostrato in Fig. 5: sono presenti diversi tipi di precipitati, $M_{23}C_6$, MX, fase di Laves; la fase Z è stata osservata solo a 650°C con una frequenza inferiore al 14%.

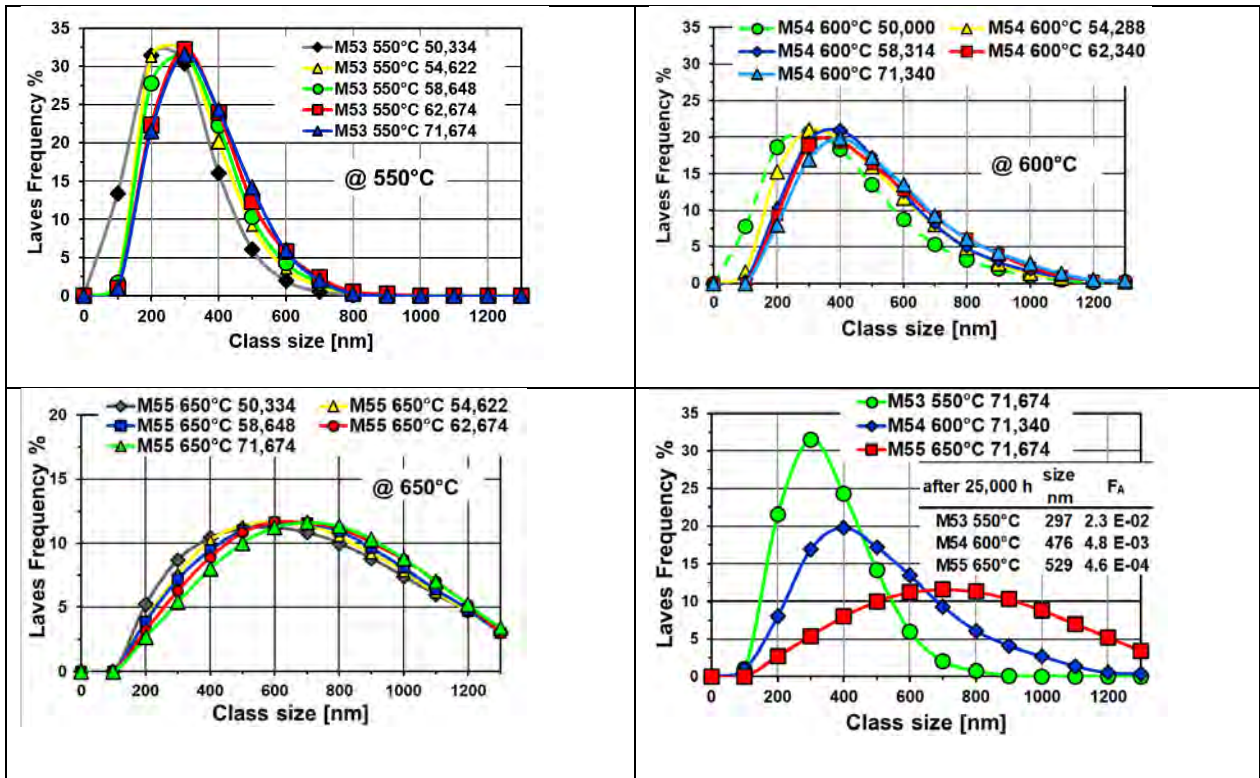


Figura 3. Confronto della distribuzione della dimensione delle particelle della fase di Laves in campioni Grado 91 invecchiati termicamente a 550°C, 600°C e 650°C per diversi tempi, valutati mediante SEM-BSE AIA.

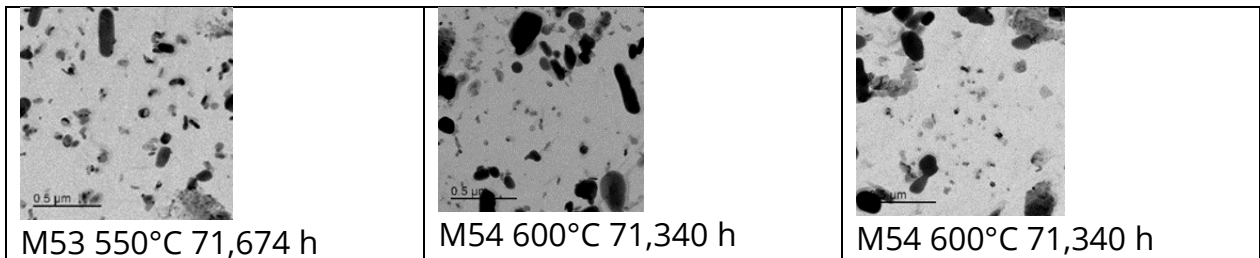


Figura 4. Immagini TEM dei precipitati dei campioni di Grado 91 invecchiati per 71.000 ore.

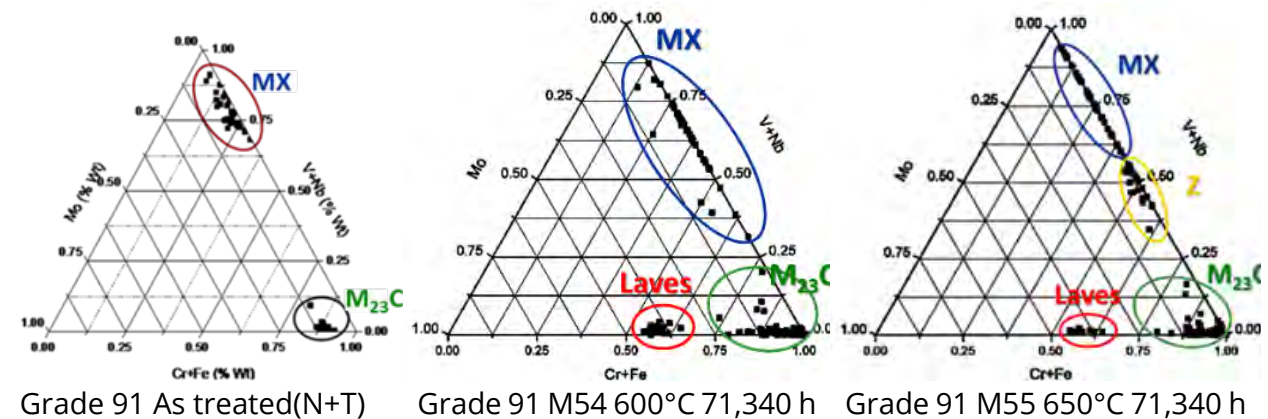


Figura 5. Diagrammi ternari dei precipitati analizzati mediante TEM in campioni di Grado 91 invecchiati termicamente per un tempo di circa 71.000 ore.

Dai grafici riportati in Fig. 6 e Fig. 7 è possibile effettuare una valutazione dell'andamento delle dimensioni medie delle particelle e della frazione areale FA in funzione del tempo di invecchiamento e della temperatura, per ogni tipologia delle particelle osservate, combinando i dati ottenuti mediante TEM-EDS e SEM-EDS, quelli ricavati dal precedente progetto [13] e dati provenienti da precedenti lavori [14-15].

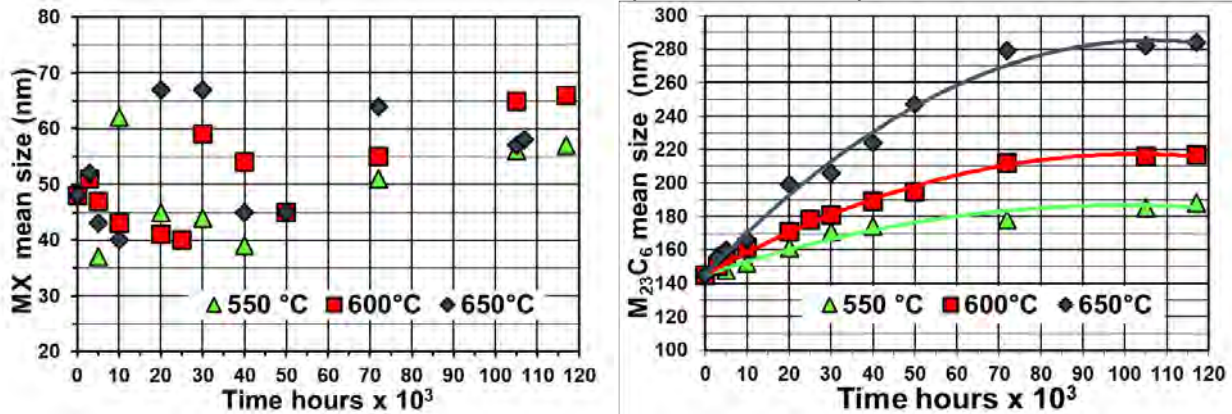


Figura 6. Dimensione media delle particelle di diversi tipi di precipitati rispetto al tempo di invecchiamento per diverse temperature: a) MX valutata da TEM, b) M₂₃C₆ valutata da TEM.

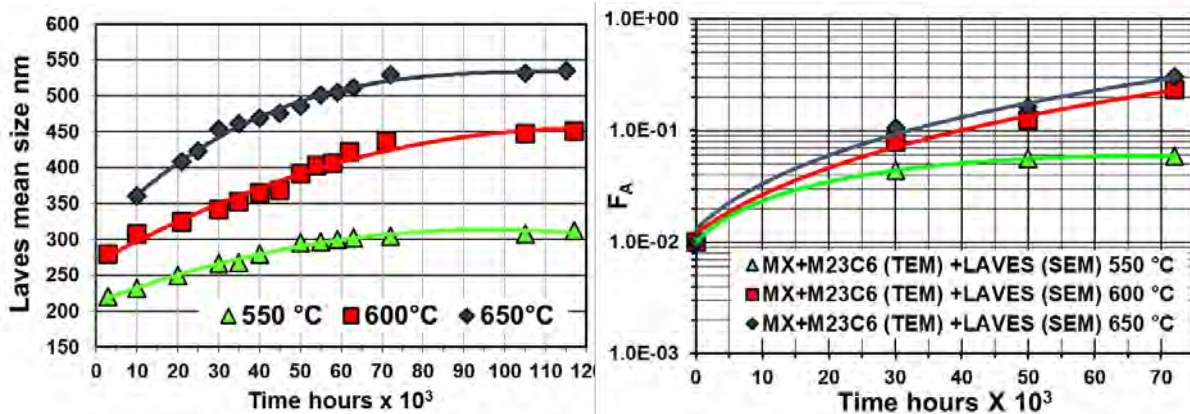


Figura 7. Dimensione media delle particelle di diversi tipi di precipitati rispetto al tempo di invecchiamento per diverse temperature: a) fase di lave valutata da SEM-EDS, b) Frazione areale F_A della popolazione complessiva di precipitati composta da MX e M₂₃C₆ (valutata da TEM-EDS) e fase Laves (valutata da SEM-BSE-AIA).

Le informazioni ottenute dall'osservazione della microstruttura dei campioni sottoposti a invecchiamento isothermico possono essere riassunte come segue:

- Presenza di sottograni di ferrite poligonale con elevata quantità di carburi M₂₃C₆ sia grossolani che fini ad evidenziare rinvenimento di martensite in termini di progressione del processo di recupero degli aghetti, soprattutto dopo 71.000 ore (Fig.2);
- Stabilità delle dimensioni dei carbonitruri MX all'interno di un ristretto intervallo da 40nm a 70nm (Fig.6a);

- Presenza sia di carburi $M_{23}C_6$ grossolani (Fig 6b) che di fasi di Laves grossolane (Fig. 7a), le cui dimensioni aumentano all'aumentare della temperatura di invecchiamento impiegata.

Caratterizzazione campioni P91 Eserciti e P92 Eserciti

È stata investigata la microstruttura dei campioni eserciti provenienti da impianto, P91 Ex (604°C, 54 MPa 74.000 ore), P92 Ex (604°C 40 MPa 74.000 ore) e posta a confronto con quella osservata in campioni conservati nelle condizioni di produzione (as-received). Nei campioni eserciti si osserva una diminuzione della durezza: si passa da 220 HV₁₀ di P91 T0 a 217 HV₁₀ di P91 Ex e da 210 HV₁₀ di P92 T0 a 206 HV₁₀ di P92 Ex. Dall'analisi dei precipitati osservati sulle repliche estrattive ricavate dai campioni eserciti e dai campioni come ricevuti (T0), la principale differenza che si evince, come si può osservare nei relativi diagrammi ternari dei precipitati riportati in Fig. 8, risulta nella presenza di fase di Laves nei campioni eserciti. Solo una quantità molto bassa di fase Z è stata rilevata nel campione P91 Ex con una frequenza di circa 2%.

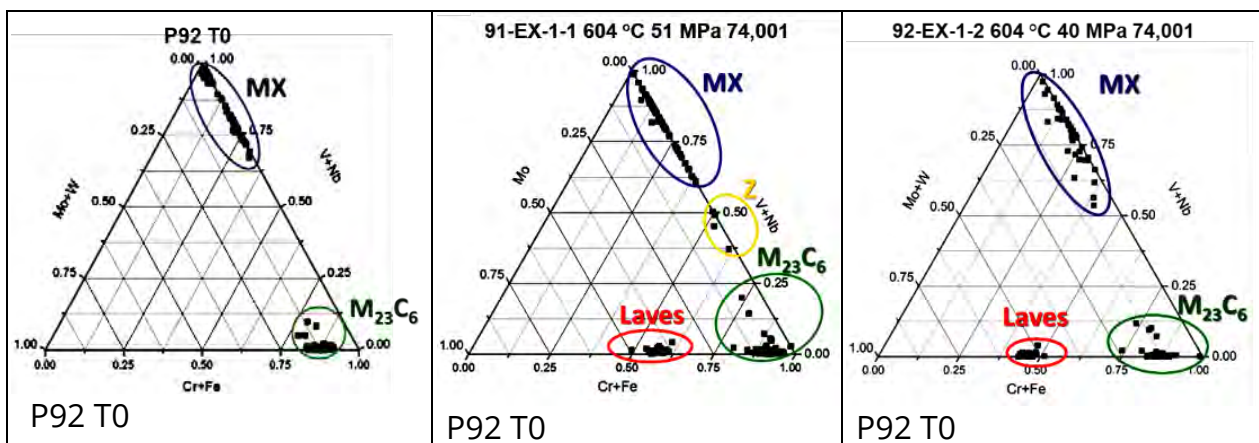


Figura 8. Diagrammi ternari dei precipitati analizzati mediante TEM-EDS presenti nei campioni P91 T₀ e P92 eserciti.

È stato quindi effettuato un confronto della distribuzione dimensionale delle fasi di Laves (Fig. 9a) e delle dimensioni medie dei vari precipitati presenti (MX, $M_{23}C_6$ e Laves) misurati mediante TEM-EDS e della frazione areale F_A occupata (Fig. 9b), che risulta essere un accertamento quantitativo della distribuzione della dimensione, misurata mediante SEM-AIA.

L'analisi microstrutturale di entrambi gli acciai eserciti ha evidenziato uno stadio avanzato del processo di recovery della martensite rinvenuta e un'evoluzione dello stato dei precipitati presenti, con coalescenza dei carburi $M_{23}C_6$ e formazione/agggregazione delle fasi di Laves.

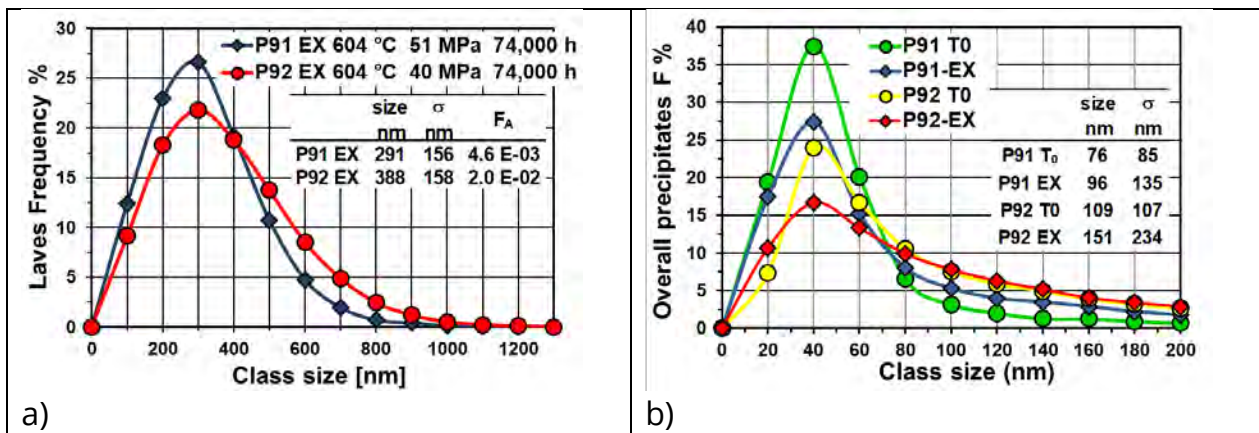


Figura 9. a) Confronto della distribuzione dimensionale delle fasi di Laves; b) popolazione complessiva dei precipitati.

Caratterizzazione campioni P92 (MB) da creep test

Campioni di acciaio Grado 92 sono stati sottoposti a prove di creep alla temperatura di 600°C e 650°C per una durata a medio termine di circa 20.000 ore. Sui provini che sono giunti a rottura (localizzata sempre nel tratto utile) sono state eseguite analisi metallografiche e di durezza. Riguardo quest'ultima, nel tratto utile è apprezzabilmente più bassa rispetto ai valori as received e raggiunge un valore minimo nell'area vicino alla frattura, dove si passa rispettivamente da 192 HV₁₀ a 175 HV₁₀, indicando un certo grado di rammollimento. L'indagine microstrutturale ha evidenziato una microstruttura di martensite rinvenuta con aghetti all'interno di grani austenitici originari, unitamente a sottograni ferritici poligonali sui bordi degli aghetti di martensite (Fig. 10). I precipitati riscontrati dall'osservazione mediante TEM delle repliche di estrazione, mostrate in Fig. 11, sono rappresentati da carburi M₂₃C₆, carbonitruri MX e fase di Laves; come si evince dai diagrammi ternari dei precipitati mostrati in Fig. 12, è stata rilevata una quantità piuttosto limitata anche di fase Z con una frequenza di circa il 2-8% e solo dopo le prove di creep a 620°C.

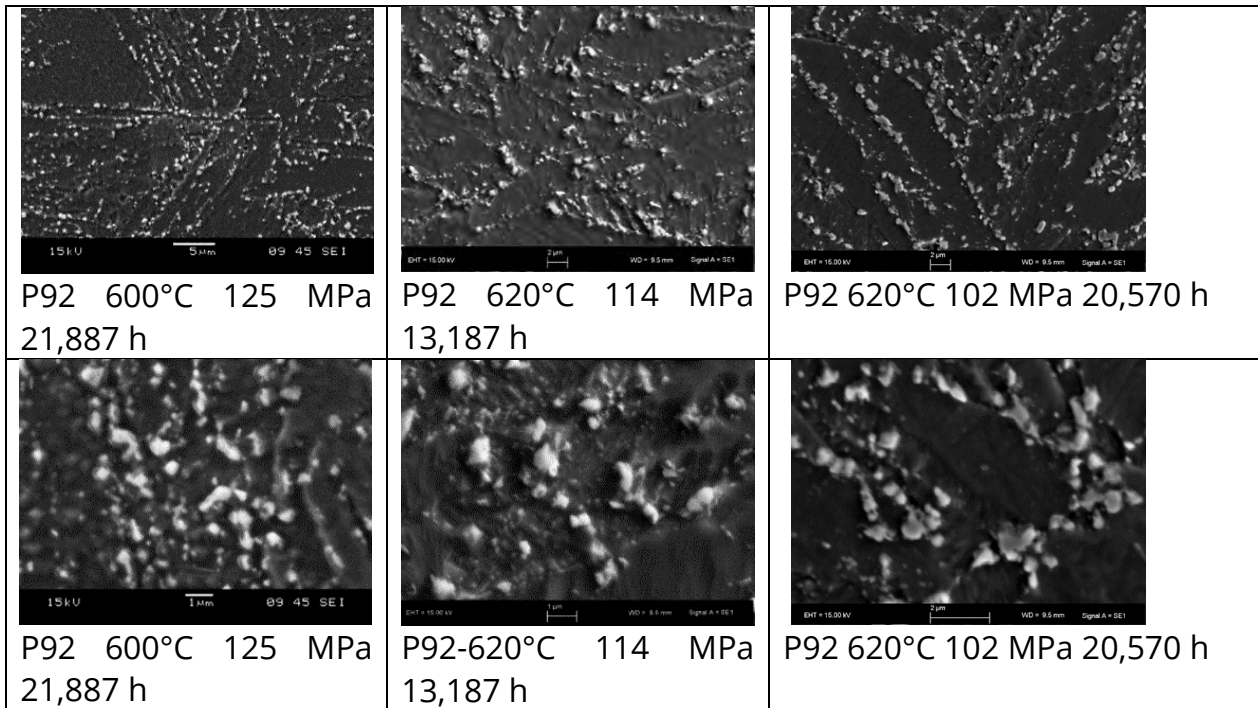


Figura 10. Microstrutture osservate da SEM-SE (Mag 3.000X) e panoramica dello stato dei precipitati (Mag 10.000X) da SEM-SE-EDS. Provini Provenienti da creep test rotti su P92 (MB).

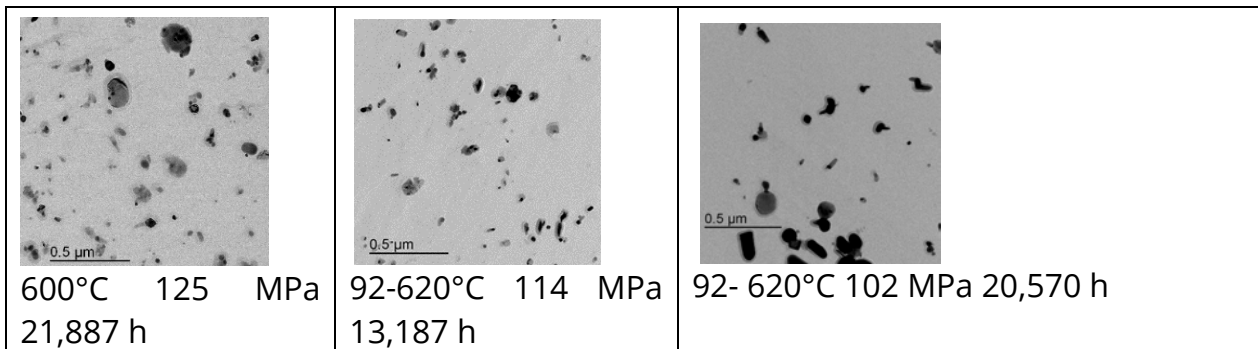


Figura 11. Immagini TEM sulla replica estrattiva presa nel tratto utile dei creep test di P92 (MB).

Sono state osservate, mediante SEM, un numero molto ridotto di microcavità, con dimensioni comprese tra 0,2 e 2 μm , presenti solo nel tratto utile in prossimità della zona fratturata. Alcuni esempi di cavità situate vicino la zona fratturata sono riportati in Fig. 13. Le microcavità di scorrimento non si trovano solo sui bordi del grano austenitico e sui bordi degli aghetti, ma spesso sono osservabili vicino a inclusioni non metalliche tipo ossidi di manganese (MnO), allumina (Al_2O_3), ossidi di titanio (TiO_2) e solfuro di manganese (MnS). Le inclusioni non metalliche possono agire come siti "trappola" per gli elementi in traccia, che in questi punti si accumulano dando

origine a luoghi di discontinuità, aumentando la suscettibilità alla formazione e crescita di cavità [16-17]. I precipitati al contorno delle cavità e all'interno delle stesse sono principalmente $M_{23}C_6$ e fase di Laves.

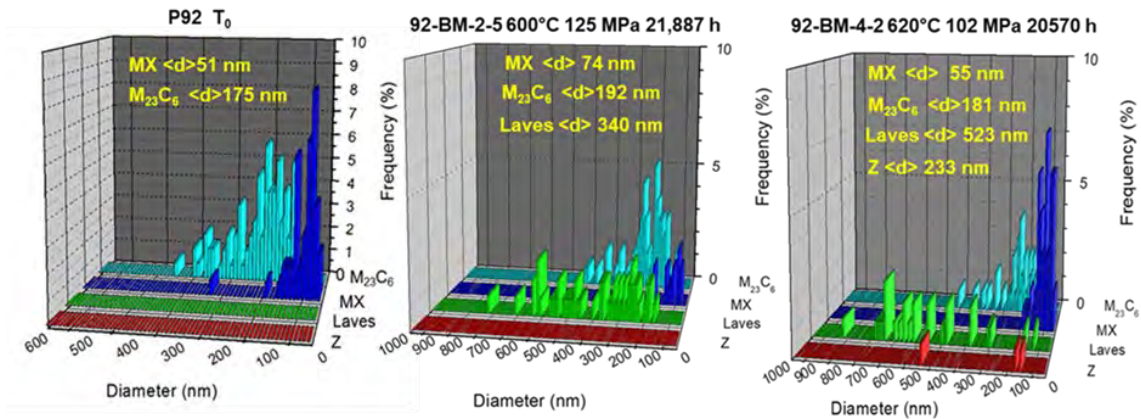


Figura 12. Confronto tra la distribuzione dimensionale la dimensione media dei precipitati osservati mediante TEM-EDS.

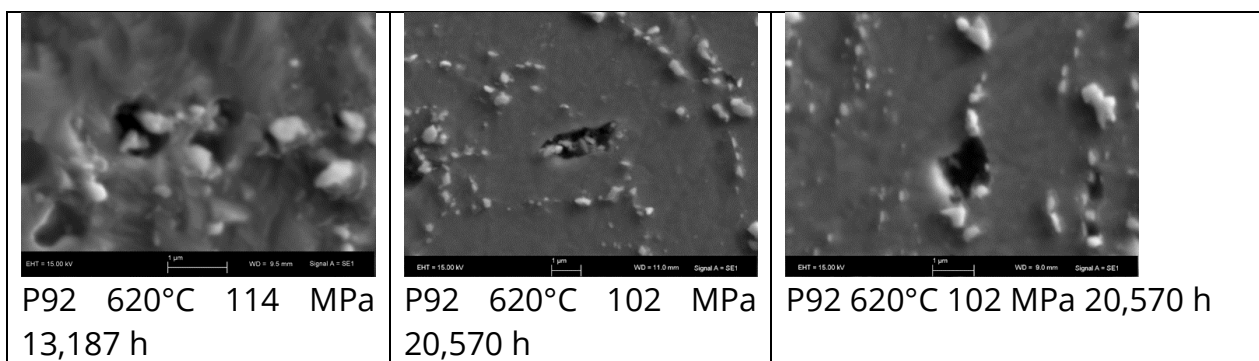


Figura 13. SEM-SE immagini di microcavità presenti nel tratto utili vicino alla frattura.

Caratterizzazione campioni P92 e P91 (HAZ) da creep test su giunti saldati

I creep test dei campioni di giunti saldati di P91 e P92 effettuate a 550°C, 600°C e 650°C per un tempo previsto di 10.000, 20.000 e 50.000 ore sono falliti prematuramente, confermando la necessita di utilizzare nel calcolo del carico il coefficiente di riduzione (Weld Strength Reduction Factor) WSRF 0,564 come introdotto nelle Raccomandazioni ECCO [18-19]. Le ispezioni visive combinate con l'indagine microscopica hanno dimostrato che le rotture sono posizionate al di fuori del metallo di saldatura. Uno spiccato rammollimento è evidenziato dalla diminuzione di durezza (220 HV_{10} per P91 e 210 HV_{10} per P92) attraverso il tratto utile, fino al valore minimo nella zona prossima alla frattura, da 198 HV_{10} a 162 HV_{10} per P91 e da 197 HV_{10} a 174 HV_{10} per P92. Questa evidenza sperimentale fa propendere per una valutazione della microstruttura in cui la matrice sia composta per lo più da sottograni ferritici poligonali, originati dai bordi degli aghetti di martensite rinvenuta.

Dopo solo 5.000 ore nelle condizioni sperimentali, mediante repliche estrattive (Fig. 14) e analisi delle seconde fasi mediante TEM-EDS, riportata nei diagrammi ternari (Fig. 15) si individua la presenza, oltre che dei carburi $M_{23}C_6$ e dei carbonitruri MX (presenti già nei materiali in condizioni as received), anche della fase di Laves. Fa eccezione il campione P91 sottoposto a 650°C, perché a tale temperatura questa fase non è termodinamicamente stabile.

I risultati che riguardano i cambiamenti della microstruttura possono essere dunque così riassunti:

- Recupero (recovery) della martensite rinvenuta, che diviene quasi completo nella HAZ, dove si sono verificate le rotture
- Aggregazione dei carburi $M_{23}C_6$
- Formazione e aggregazione delle fasi di Laves (salvo che nel provino a 650°C)

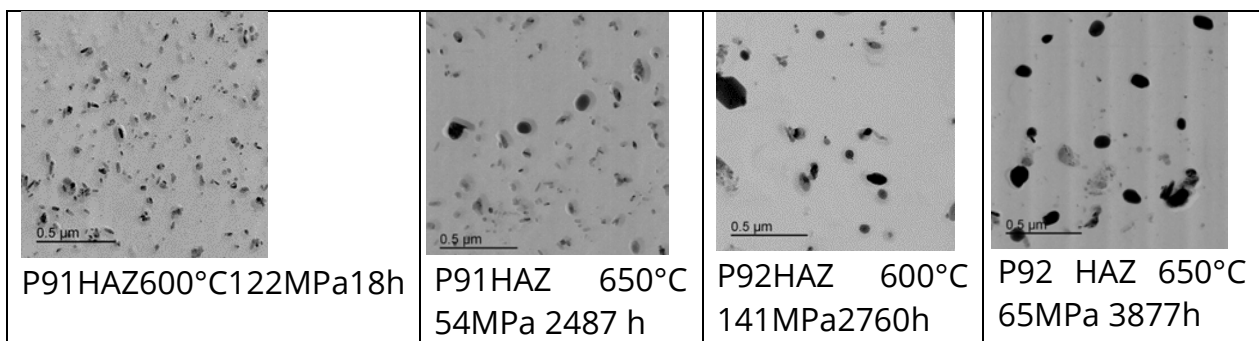


Figura 14. Immagini TEM delle repliche estrattive ricavate lungo il tratto utile dei provini di creep dei giunti saldati.

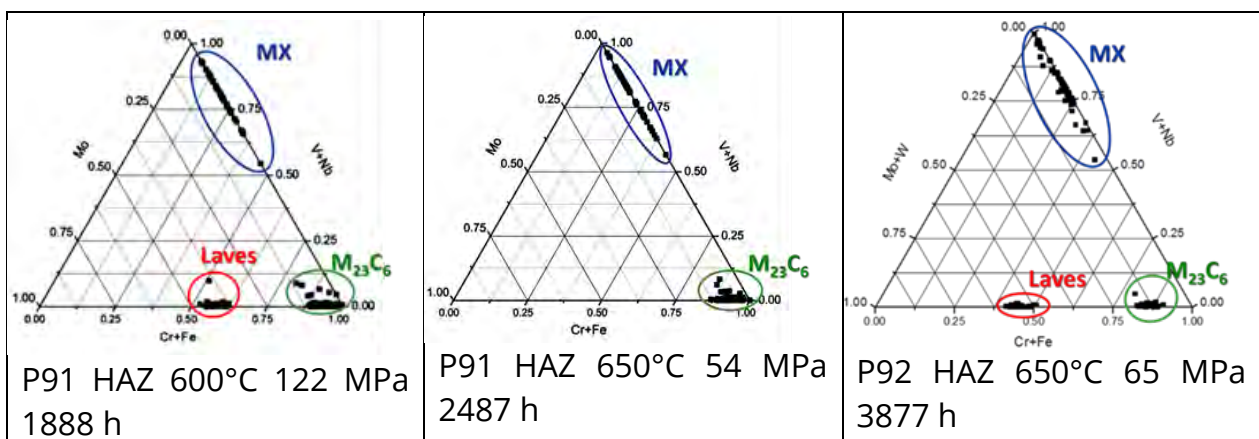


Figura 15. Diagrammi ternari dei precipitati analizzati mediante TEM-EDS nelle repliche estrattive ricavate lungo il tratto utile dei provini di creep dei giunti saldati.

L'osservazione mediante SEM dei provini di creep rotti, dei giunti saldati, lungo il tratto utile, ha messo in evidenza un numero molto ridotto di microcavità da creep, con dimensioni comprese tra 0,2 e 2 μm , rilevate in prossimità delle zone fratturate.

Come si può osservare in Fig. 16, esse sono localizzate sui bordi di grano della prior-austenite, sui bordi degli aghetti e in prossimità delle inclusioni non metalliche. I precipitati intorno alle cavità e all'interno delle stesse sono principalmente carburi $M_{23}C_6$ e fase di Laves.

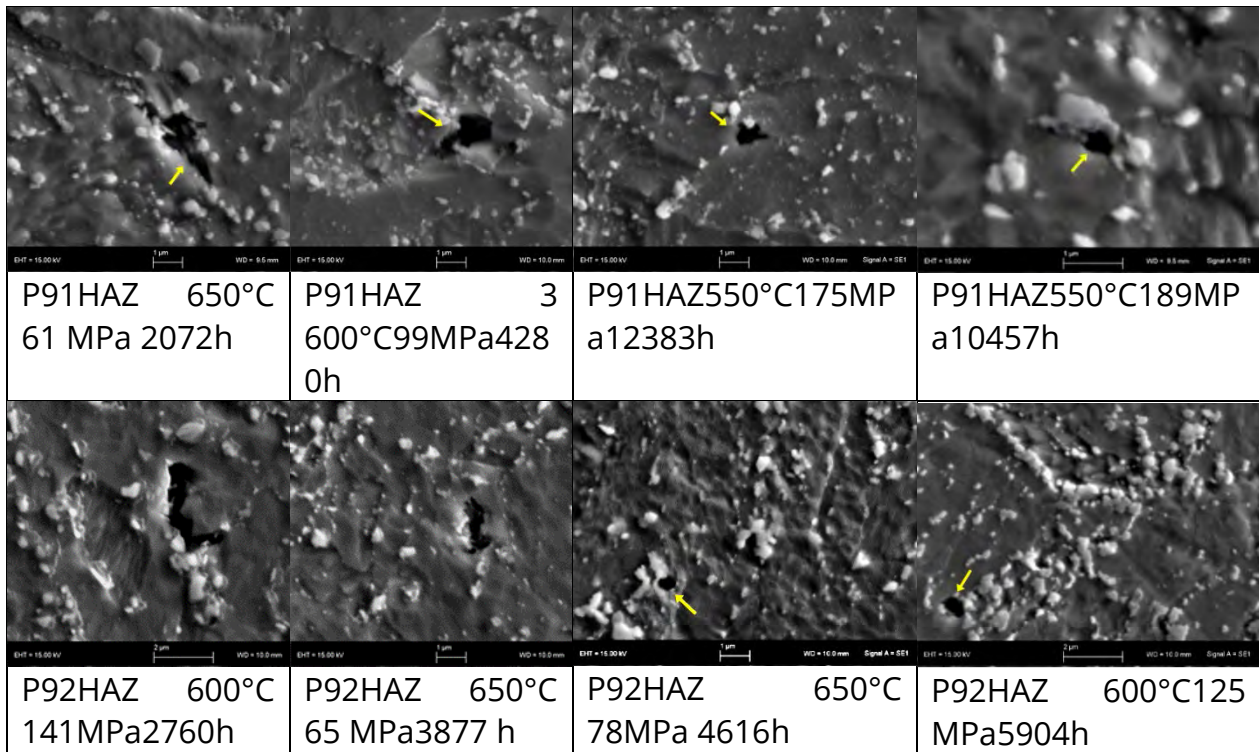


Figura 16. Immagini SEM-SE di microcavità presenti nei provini di creep rotti dei giunti saldati, nel tratto utile in prossimità della frattura.

5. Small Punch Creep Test

Per preservare l'integrità dei componenti in servizio in regime di creep, la valutazione delle proprietà meccaniche residue non può effettuarsi mediante prove di scorrimento uniassiale, perché necessitano di quantità di materiale troppo elevate. La tecnica dello Small Punch, normata dallo standard EN 10371:2021, prevede invece l'utilizzo di un provino di dimensioni ridotte (8mm di diametro, 0,5mm di spessore) e non richiede la dismissione del componente dopo il prelievo di materiale tant'è che può essere considerata una prova non distruttiva. Il test si fa avvenire posizionando un provino in un forno a temperatura e atmosfera controllate ed applicandovi meccanicamente un carico costante mediante opportuno indentatore, fino a rottura. Nel corso delle ricerche sul progetto Atlante, è stata avviata una campagna di small punch creep test, eseguiti su porzioni di materiale ricavate dai provini rotti dei test uniassiali. Dalle curve di deformazione/tempo registrate con lo strumento, attraverso elaborazioni, è possibile ricavare la corrispondente curva di Strain (ϵ)/tempo e applicando il metodo Omega (Ω) ricavare la vita residua del materiale [20-21]. I grafici

a seguire (Fig. 17) mostrano i risultati di alcune delle prove eseguite. Si tratta di risultati preliminari, da rielaborare con quelli di altre prove condotte sul medesimo materiale in condizioni differenti, al fine di determinare tutti i parametri necessari per calcolare la vita residua. Tali test sono al momento ancora in corso di esecuzione.

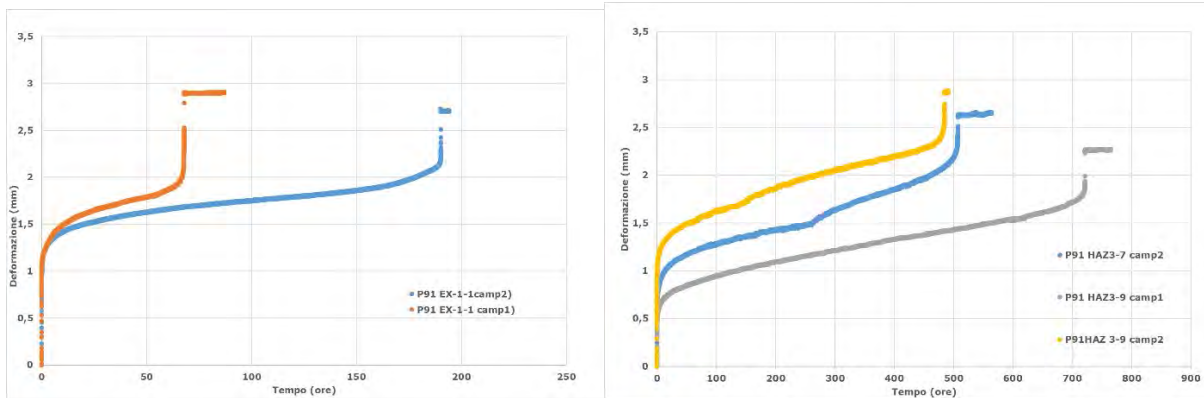


Figura 17. Grafici deformazione vs tempo ottenuti dalle prove di small punch creep test

6. Conclusioni

I risultati finora ottenuti confermano che sia durante l'invecchiamento isothermico che durante l'esposizione a condizioni di creep la microstruttura degli acciai grado 91 e grado 92 evolve controllata da due meccanismi principali: l'aggregazione dei carburi $M_{23}C_6$ e la formazione e aggregazione della fase di Laves.

L'ingrossamento sia dei carburi $M_{23}C_6$ che della fase di Laves aumenta all'aumentare della temperatura da $550^{\circ}C$ a $650^{\circ}C$, essendo la frazione areale occupata F_A , riferita ai precipitati complessivi, maggiore alle temperature più alte. L'aggregazione dei carburi $M_{23}C_6$ e delle fasi di Laves, che comporta la presenza di particelle più grossolane, appare il meccanismo più importante di degrado della microstruttura. Particelle grossolane sono potenziali siti in cui gli sforzi si concentrano, favorendo quindi la nucleazione delle cavità e la susseguente loro crescita. I carbonitruri di tipo MX, finemente dispersi nella matrice e responsabili della elevata resistenza al creep degli acciai grado 91 e 92, non subiscono grandi variazioni né in termini dimensionali né di composizione. La loro trasformazione in fase Z, non sembra avvenire facilmente, dato che quest'ultima, negli esperimenti di invecchiamento isothermico non è stata trovata, con l'eccezione di una limitata quantità soltanto dopo 71.000 ore di invecchiamento isothermico a $650^{\circ}C$, mentre nei provini di creep rotti dopo 20.000 ore la sua presenza si attesta su percentuali molto basse.

7. Bibliografia

[1] J. Hald, L. Korcakova. Precipitate stability in creep resistant ferritic steel experimental investigations and modelling. ISIJ International Vol.43 (2003) 420-427

- [2] C. Liu, D. Zhang, Y. Liu, Q. Wang, Z. Yan Investigation on the precipitation behavior of M3C phase in T91 ferritic steels. *Nuclear Engineering and design* 241 (2011) 2411-2415
- [3] Tamura, M.; Abe, F. Analysis of the Degradation in the Creep Strength of High-Cr Martensitic Steels. *J. Mater. Sci. Res.* 2021, 10, 1.
- [4] J. Panait, C.; Bendick, W.; Fuchsmann, A.; Gourgues-Lorenzon, A.F.; Besson, J. "Study of the microstructure of grade 91 steel after more than 100000 hours of creep exposure at 600°C" *Int. J. Press. Vessel. Pip.* 2010, 87 326-335.
- [5] Shibli, A.; "Remaining life assessment issues in high Cr martensitic steels and development of new innovative tools for damage monitoring and life assessment" *Trans. Indian Inst. Met.* 2010, 63, 2-3, 339-348.
- [6] Hasegawa, Y.; Ishii, N.; Kodama, M.; Kunieda, A.; Shimizu, K.; Kamada, Y. Possible microstructural resistant factors in P91 steel to the magnetic domain wall motion of electro-magnetic inspection method. In *Proceedings of the High Temperature Plant Materials, Inspection, Monitoring & Assessment—MIMA 2 Conference, London, UK, 11–13 October 2022.*
- [7] Di Nunzio, P.E.; Cipolla, L.; Tiberi Vipraio, S.; Martelli, S.; Somers MA, J. Quantitative X-ray diffraction analysis of development of Z phase in 12%Cr-Nb-V-N steel. *Mater. Sci. Technol.* 2010, 26, 1423–1428.
- [8] V. Sklenicka, K. Kucharova, M. Svoboda, L. Kloc, J. Bursik, A. Kroupa. Long-term creep behavior of 9-12%Cr power plant steels. *Materials Characterization* 51 (2003) 35-48
- [9] J. Hald, O. Tassa, S. Matera "Creep Behavior and Precipitate Evolution of P92 after Long-Term Creep" *Proc. 4th International ECCC Conference Creep & Fractur Düsseldorf, Germany (2017).*
- [10] A.; Shibli, A.; Utilizzo del microscopio a scansione di forza (SFM) per la valutazione delle cavità allo stadio iniziale negli acciai martensitici. *Proceedings of the AIPnD 2022 Conference - National Conference on Non-Destructive Testing Monitoring Diagnostics, Verona, Italy, 19-21 October 2022.*
- [11] Izaki, T.; Kobayashi, T.; Kusumoto, J.; Kanaya, A. A creep life assessment method for boiler pipes using small punch creep test *International Journal of Pressure Vessel and Piping* 86 (2009) 637-642.
- [12] Blagoeva, D. Development of a residual lifetime prediction methodology for creep and fracture behavior of ferritic martensitic steel using small punch testing technique. *PhD Thesis Università di Pisa* 2009.
- [13] A. Tonti, G. Augugliaro, D. Lega, D. Ramires, L. Alleva, A. Di Gianfrancesco, S. Matera, O. Tassa "Microstructure atlas and Life Assessment Tools" *Proc. 3rd International ECCC Conference Creep & Fracture. Rome Italy (2014).*

- [14] L. Cipolla., S. Caminada, D. Venditti, H:K Danielsen, A. Di Gianfrancesco, "Microstructural evolution of ASTM P91 after 100,000 hours exposure at 550°C and 600°C", LIEGE (2010).
- [15] A. Di Gianfrancesco, S. Tiberi Vipario, D. Venditti, G. Cumino, "Microstructural Evolution of ASTM P91 after 100,000 Hours Exposure at 550°C, 600°C and 650°C" Int. Conf. Creep 2011; May 2012, Kyoto Japan.
- [16] S. Yadav, B. Sonderegger, B. et al "Characterization and quantification of cavities in 9Cr martensitic steel for power plants" Materials Science and Technology (2015).
- [17] J.D. Parker, J. A Siefert "Creep Fracture in Tempered Martensitic Steels" Int J Petrochem Sci Eng 2018, Volume 3 Issue 1 (2018).
- [18] M. Yaguchi, K. Nakamura "Re-evaluation of long-term creep strength of welded joint of ASME Grade 91 type steel" Proceedings of the ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference PVP2016 July 17-21, 2016, Vancouver, British Columbia, Canada.
- [19] R. Krein "Creep Rupture Strength of P91 and P92 welded joints" ECCC Workshop on Creep Strength and Heat to heat Variation of High Chromium Steels" December 2019 RINA CSM Rome.
- [20] G. L. Cosso, C. Servetto. Application of the Omega Method (API 579-1/ASME FFS-1) to the Life Assessment of a Service Exposed component ECCC Creep Conference 21-23 April 2009, Zurich
- [21] F. Dobes, K. Milicka. Application of creep small punch testing in assessment of creep lifetime. Materials Science and Engineering A 510-511 2009, 440-443.

La riparazione di tetti di serbatoi utilizzando materiali compositi: aspetti tecnici e di sicurezza

A. Blanco¹, A. Falla¹, A. Lillo¹, A. Russo¹, R. Acerboni², F. Boella², A. De Palma², G. Saputi³, E. Artenio⁴

¹ VED Vetoresina Engineering Development S.r.l.

² Inail Uot di Venezia

³ Inail - DC Ricerca

⁴ Inail - Dit

Abstract

Le modalità consolidate di riparazione di tetti, sia fissi che galleggianti, di serbatoi di grandi dimensioni, richiedono normalmente lo svuotamento e la bonifica del serbatoio ed il ripristino delle parti ammalorate con materiale metallico.

Oggi, utilizzando i materiali compositi, è possibile eseguire alcune riparazioni che, confrontate con i metodi tradizionali, sono più economiche e consentono di limitare fortemente l'impatto sull'ambiente oltre che assicurare la continuità dell'esercizio del serbatoio, con evidente impatto positivo sulle attività di manutenzione.

Preliminarmente è prevista un'accurata analisi tecnica sulla tipologia dei materiali da utilizzare, al fine di impiegare materiali che abbiano appropriate caratteristiche di resistenza chimica rispetto al prodotto stoccato, oltre a uno studio ingegneristico dell'intervento e alle relative problematiche strutturali e alle modalità di ancoraggio dei laminati al supporto esistente.

All'attività descritta, oltre agli aspetti tecnici, considerata la particolarità della modalità di intervento, massima rilevanza è stata data alla verifica di tutti gli aspetti inerenti alla sicurezza dei lavoratori, analizzando tutti i rischi collegati all'attività da effettuare ed ai luoghi dove l'attività viene svolta, e adottando tutti gli accorgimenti necessari per mitigarli. La riparazione con materiali compositi prevede l'esecuzione di attività a freddo e può essere quindi svolta, attraverso una specifica e accurata valutazione dei rischi specifici, senza escludere dal servizio il serbatoio, con importanti benefici per l'utilizzatore, sia in termini di disponibilità dell'impianto, sia in termini di ridotto impatto ambientale.

Keywords: riparazioni, materiali compositi, manutenzione, sicurezza dei lavoratori.

1. Introduzione

Negli impianti industriali, nel settore petrolchimico in particolare, si può osservare la presenza di numerosi serbatoi cilindrici fuori terra di grandi dimensioni. Per tali

serbatoi esistono tipicamente due tipologie di copertura: a tetto fisso o a tetto galleggiante.

I serbatoi dotati di tetto galleggiante sulla superficie liquida del fluido stoccato hanno caratteristiche tali da evitare quanto più possibile il formarsi di un'intercapedine tra liquido e tetto, questo per evitare l'accumulo di vapori. Essi sono infatti origine di un aumento della pressione interna al serbatoio e della possibile emissione di prodotti volatili in ambiente. Per questa ragione, i serbatoi con tetto galleggiante sono utilizzati nello stoccaggio di liquidi ad alta tensione di vapore.

I serbatoi in acciaio, come ogni apparecchiatura, necessitano di una continua e costante manutenzione al fine di evitare emissioni inquinanti in ambiente.

I serbatoi a tetto galleggiante, data la struttura concava del tetto, possono essere soggetti a fenomeni di corrosione esterna a seguito dello stagnamento di un elettrolita come l'acqua. Fenomeni di questo tipo possono portare alla riduzione dello spessore delle lamiere in acciaio che fungono da copertura o alla nascita di difetti passanti e quindi alla fuoriuscita della parte in stato gassoso del fluido stoccato.

Nel caso dei serbatoi a tetto fisso, il fenomeno corrosivo ha origine dalla condensa dei vapori del fluido, generata dalla differenza di temperatura tra ambiente esterno ed interno serbatoio. Questa condizione comporta una maggiore aggressione corrosiva da parte dei vapori sulla superficie del tetto.

In questo contesto, all'interno degli impianti industriali la manutenzione si occupa di supervisionare e programmare gli interventi di riparazione.



Figura 1. Esempio dell'aggressione corrosiva del fluido sulla superficie del tetto di un serbatoio.

2. L'utilizzo dei materiali compositi nella riparazione di tetti di serbatoi in acciaio

I metodi di riparazione tradizionali di tetti di serbatoi possono prevedere la completa sostituzione dello stesso, soluzione che risulta molto onerosa, o la riparazione del tetto utilizzando delle lamiere in acciaio da saldare.

Mentre per la costruzione di un nuovo tetto è previsto lo svuotamento e la bonifica dell'intero serbatoio, per la riparazione è previsto lo svuotamento e una successiva bonifica, solamente qualora risulti pericoloso operare in presenza del fluido stoccato. Entrambe le soluzioni presentano costi elevati e tempi operativi lunghi.

Per ovviare a queste problematiche sono state studiate soluzioni alternative. I materiali compositi, negli ultimi decenni hanno riscontrato un notevole interesse grazie alle particolari proprietà meccaniche, ottenibili a seguito di una accurata progettazione, oltre alle ottime caratteristiche di resistenza chimica. L'utilizzo di materiali compositi a matrice polimerica, permette di evitare indesiderati fenomeni corrosivi, altamente aggressivi e pericolosi, inevitabili quando si utilizzano materiali metallici.

I vantaggi maggiori dell'utilizzo dei materiali compositi, rispetto all'acciaio, sono i seguenti:

- leggerezza: un acciaio strutturale come il S275JR presenta un peso specifico pari a circa 7850 Kg/m^3 mentre un composito come la vetroresina (ad es., resina poliestere/fibra di vetro) presenta un range di peso specifico pari a circa $1500\div 1750 \text{ Kg/m}^3$. La variabilità è dovuta alla possibilità, da parte del progettista, di poter modificare le percentuali in peso della matrice o del rinforzante, in accordo alle caratteristiche desiderate. Pertanto, un composito come la vetroresina è circa 4÷5 volte più leggera rispetto ad un acciaio. Nel caso di una riparazione di un tetto di un serbatoio in acciaio, rispetto a una riparazione tradizionale come la saldatura di nuova lamiera, l'utilizzo di laminati in materiale composito permette di eseguire una riparazione che non appesantisce ulteriormente la struttura, oltre a presentare minori problematiche durante la posa in opera;
- eccellente resistenza chimica: i materiali compositi come la vetroresina presentano una eccellente resistenza chimica, dai fluidi più comuni come l'acqua a quelli tradizionalmente stoccati in grandi serbatoi fuori terra come il greggio;
- elevate resistenze meccaniche: una delle peculiarità dei materiali compositi è quella di poter essere progettati per ottenere le proprietà meccaniche desiderate lungo le principali direzioni di sollecitazione meccanica.

3. Analisi del processo esecutivo della riparazione

In seguito al successo riscontrato dalla applicazione delle prescrizioni e delle procedure descritte dalle norme internazionali ISO 24817 e ASME PCC-2, inerenti alle riparazioni in materiale composito di apparecchiature e tubazioni in acciaio negli impianti petrolchimici, si è pensato di trasferire lo stesso know-how anche nelle riparazioni di superfici piane come quelle di tetti di serbatoi atmosferici.

Una prima soluzione prevede la realizzazione di una copertura ausiliaria in materiale composito, da ubicare sopra quella già esistente del serbatoio metallico.

Una seconda soluzione consiste, sui tetti dei serbatoi galleggianti, nella posa di bende in fibra di carbonio e/o vetro, impregnate di resina epossidica, a seguito di una accurata preparazione superficiale del substrato in acciaio.

Un'ulteriore soluzione consiste nell'applicazione di laminati in materiale composito sulle zone maggiormente ammalorate, ove gli stessi laminati vengono ancorati sulle aree del tetto con condizione migliore.

La procedura esecutiva prevede la produzione di pannelli laminati in resina vinilestere, fibra di vetro e/o fibra di carbonio. Il bilanciamento in peso dei vari componenti del composito mira ad ottenere un coefficiente di dilatazione lineare termica paragonabile a quello dell'acciaio, al fine di mitigare la formazione di tensioni fra il substrato in acciaio e il laminato in materiale composito, causate dalle variazioni della temperatura esterna.

I pannelli possono essere realizzati tramite il sistema manuale "hand lay-up" oppure utilizzando un sistema semi automatico come la macchina "taglia-spruzzo" (spruzzatrice di resina e fibra di vetro corta).

Ogni singolo pannello in PRFV viene realizzato nel seguente modo:

- liner superficiale interno/esterno: le superfici del pannello saranno formate dalla sovrapposizione di strati di vetro C e/o mat di vetro impregnati da resina poliestere. Il liner, così costituito, garantisce la resistenza chimica del laminato agli agenti atmosferici;
- struttura interna: la funzione è quella di garantire la resistenza meccanica del pannello di copertura alle sollecitazioni cui esso sarà sottoposto in esercizio e durante le operazioni di trasporto e posa in opera. Per garantire la leggerezza del pannello, in modo da facilitarne il montaggio in opera, si potrà utilizzare un tessuto alveolato in fibra di vetro e resina poliestere. Per ottenere caratteristiche meccaniche superiori si possono utilizzare altre tipologie di rinforzante come le fibre di carbonio;

Il processo di riparazione dei vari difetti presenti sul tetto del serbatoio prevede la copertura degli stessi tramite l'utilizzo dei laminati in materiale composito e successiva giunzione alle lamiere in acciaio del tetto esistente tramite viti auto perforanti.

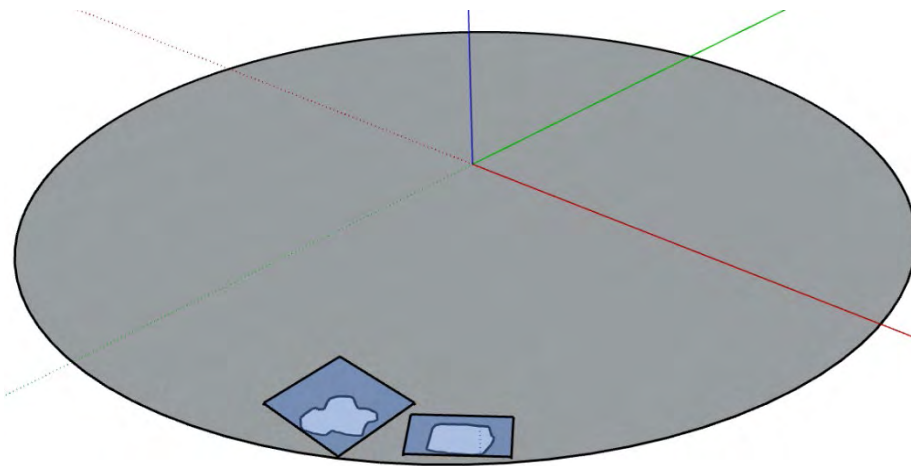


Figura 2. Posizionamento laminati in materiale composito sui difetti presente nel tetto di un serbatoio.

Successivamente, al fine di permettere una migliore giunzione fra i laminati in materiale composito e il tetto esistente, si procede ad eseguire delle saldature chimiche fra i vari laminati.

In alcuni casi, può essere preferibile evitare l'ancoraggio dei laminati sulla superficie in acciaio del tetto del serbatoio, in modo da permettere la dilatazione dei laminati dovuta ai fenomeni di dilatazione termica, evitando così l'innescò di sollecitazioni.

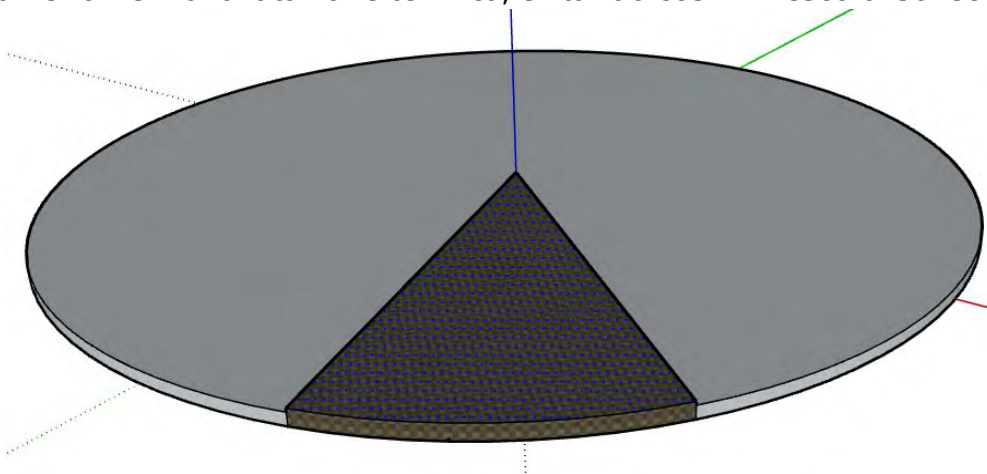


Figura 3. Giunzione di laminati in materiale composito

Riassumendo, questa operazione permette di riparare i difetti presenti sulla superficie di un tetto di un serbatoio in modo rapido, a freddo, nel rispetto delle norme ATEX, permettendo la continuità dell'utilizzo del serbatoio, evitando quindi operazioni di svuotamento e bonifica dello stesso.



Figura 4: Esempio di riparazione di un tetto fisso di un serbatoio in acciaio tramite l'utilizzo di laminati in materiale composito.

4. L'analisi dei rischi e le soluzioni operative nelle riparazioni di tetti di serbatoi utilizzando materiali compositi

Data la particolarità dell'intervento, è necessaria una accurata analisi dei rischi inerenti la sicurezza degli operatori coinvolti.

Prima di procedere con le fasi operative è opportuno conoscere lo stato della copertura del serbatoio: in ogni caso è necessario procedere con la massima prudenza, valutando ogni rischio e assumendo i criteri di sicurezza più idonei a questa tipologia di intervento.

La sinergia creatasi fra il committente e l'esecutore della riparazione ha evidenziato diverse criticità, inerenti il contesto e l'area di intervento: condizioni climatiche, pericolosità del fluido stoccato all'interno del serbatoio, altezza, difficoltà in caso di eventuale soccorso, condizione dell'attuale impianto di sostegno della copertura del serbatoio.

Risulta necessaria quindi un'attenta analisi dei fluidi stoccati all'interno del serbatoio, valutando il rischio per inalazione e/o contatto dei vapori. In generale la scelta dei DPI viene valutata in relazione alla tipologia di impianto, alle condizioni di lavoro e ambientali, alla geometria del serbatoio e al fluido contenuto.



Figura 5. L'operatore, dotato di tutti i DPI necessari, è costantemente agganciato al sistema di recupero.

Tutti gli operatori, come di consueto in impianti chimici e petrolchimici, hanno l'obbligo di indossare abbigliamento trivalente, guanti protettivi, elmetto di sicurezza, scarpe antinfortunistica, occhiali protettivi.

Per accedere all'area di intervento, si è deciso di creare alcuni punti di accesso e/o uscita dall'area di lavoro, sulla copertura del serbatoio, tramite l'installazione di ponteggi disposti in modo radiale rispetto alla circonferenza del serbatoio.

L'importante aspetto dell'utilizzo per le persone di attrezzature di sollevamento non previste a tal fine, è stato oggetto di accurata valutazione, nel rispetto dell'allegato VI del D.lgs. 81/08 e s.m.i., e delle circolari emesse in argomento dal Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali.

Gli operatori, una volta giunti a livello dell'area di lavoro, vengono assicurati tramite l'utilizzo di idonea imbragatura di sicurezza collegata ad una gru di servizio: infatti, qualora dovesse accadere un cedimento del piano di lavoro, il sistema di imbragatura permetterà di evitare la caduta degli operatori. Per eseguire l'intervento si è optato per l'utilizzo di tre gru:

- la prima gru ha il compito di permettere la movimentazione dei materiali necessari per eseguire l'intervento (ad es., laminati in materiale composito);

- la seconda gru assolve il compito, come descritto sopra, di salvaguardare l'incolumità degli operatori;
- la terza gru ha lo scopo di servire, in caso di necessità, al recupero del personale operante.



Figura 6. L'operatore durante la fase di saldatura dei laminati in materiale composito. Esso opera sul piano di camminamento e agganciato costantemente al sistema di recupero.

Durante ogni fase operativa, lo stato di sicurezza degli operatori viene monitorato da un osservatore, posto su uno dei ponteggi di servizio, e dall'assistente dell'operatore della gru. Particolare attenzione va posta sulla scelta delle postazioni degli osservatori al fine di garantire la migliore visibilità possibile.

Gli operatori, una volta eseguito l'accesso sul piano di lavoro, si muovono esclusivamente su piani di camminamento costruiti ad hoc, utilizzando tavole di legno con una lunghezza idonea tale da permettere almeno tre punti di appoggio, delle stesse, sul sistema di sostegno in acciaio della copertura: in questo modo si permette di evitare il sovraccarico della struttura andando a distribuire il peso dell'operatore su punti diversi.

Per questa tipologia di intervento, considerando l'altezza del piano di lavoro, lo spostamento di materiali pesanti e l'utilizzo di gru, è necessario valutare i rischi generati dagli eventi atmosferici come il vento. Questo rischio viene mitigato scegliendo un limite di velocità del vento oltre il quale le attività vengono sospese fino alla presenza di condizioni più favorevoli. La velocità del vento viene valutata tramite l'utilizzo di un anemometro posto sulla gru adibita alla movimentazione dei materiali.

5. Conclusioni

L'accurata analisi tecnica e la relativa progettazione hanno permesso, oltre ad evitare il fermo impianto, una riduzione dei costi intorno al 30% rispetto ad un sistema tradizionale. I tempi di riparazione sono anch'essi inferiori ma legati a fattori meteorologici (quali il vento in particolare). Le varie fasi di lavoro devono necessariamente essere sviluppate contestualmente alla valutazione dei rischi per il personale coinvolto. Questo metodo permette di evitare l'utilizzo di procedimenti rischiosi che rappresentano comunque un pericolo per l'impianto, in ambienti come quello dei complessi petrolchimici. L'innovazione proposta nell'utilizzo di materiali compositi, che presentano una maggiore resistenza alla corrosione rispetto all'acciaio, permette un abbattimento dei costi di manutenzione, minori rischi ambientali e una maggiore longevità dell'apparecchiatura in servizio. Per i motivi sopracitati, questo metodo viene sempre maggiormente richiesto e di conseguenza utilizzato.

Analisi di difetti su generatori di vapore: rilievi di cricche trasversali, esame delle cause, provvedimenti adottati per l'esercizio in sicurezza

E. Pichini¹, I. Mazzarelli², M. Panciatichi³, M.M. Radici³, C. Bolgiani³

¹Inail - Dit

²Inail - Uot di Milano

³EDISON Spa

Abstract

A seguito di controlli di routine pre-servizio di generatori di vapore a funzionamento ciclico e stagionale sono state rilevate alcune cricche affioranti sulle saldature di composizione (longitudinali e circonferenziali) del fasciame e fondo/fasciame.

La memoria descrive le attività messe in atto dall'utilizzatore finalizzate alla caratterizzazione - in termini di dimensioni e localizzazione - dei difetti che si sono poi rivelati di natura diffusa (esami distruttivi, non distruttivi, analisi SEM, analisi dei depositi, etc.). Sono state effettuate valutazioni per risalire alle probabili cause legate alla fabbricazione originaria e/o all'esercizio, come poi è emerso sulla base delle micrografie al cuore della saldatura, e dell'analisi SEM, che ha evidenziato depositi sulla superficie delle cricche passanti per tutto lo spessore del materiale base. Sono descritte le conseguenti attività di riparazione in conformità alle disposizioni legislative e al codice di progetto originario (VSG, Raccolta S); in conclusione si mettono in evidenza i provvedimenti adottati per l'esercizio in sicurezza e le attività di monitoraggio a seguito del primo ciclo di funzionamento.

Keywords: generatori di vapore, meccanismi di danno, saldature, cricche da tenso-corrosione, riparazione.

1. Controlli di routine e danneggiamento

Le attrezzature oggetto del presente lavoro sono quattro generatori di vapore a tubi da fumo "gemelli" sottoposti annualmente a controlli di routine (*pre servizio*). Il loro funzionamento è di tipo stagionale nel periodo 15 ottobre/15 aprile, in quanto alimentano una sottocentrale di scambio termico per il teleriscaldamento cittadino. Durante le normali attività di pre-servizio effettuate a giugno 2022, in previsione della seconda verifica di integrità sono stati effettuati anche i controlli previsti dall'art. 12 del d.m. 329/04, l'esame visivo e la prova idraulica hanno rilevato quattro cricche trasversali ravvicinate, di cui alcune passanti, su una saldatura longitudinale testa a testa del fasciame del corpo cilindrico.

È stato implementato un piano dei controlli per ogni generatore, su una percentuale pari al 25% circa di tutte le saldature di composizione prossima alla posizione del difetto rilevato.

Il piano è stato condotto mediante liquidi penetranti PT, magnetoscopie MT, ultrasuoni difettoscopici UTD condotti dall'esterno, quest'ultimo esame ha rivelato in tutti i generatori cricche in più posizioni delle saldature del fasciame e fondo/fasciame in posizioni prossime al lato interno del corpo cilindrico. Nel dettaglio, per due dei quattro generatori le cricche si presentavano su tutte le saldature longitudinali del fasciame e circonferenziali anteriori, centrale e posteriori; per uno di essi su tutte le saldature tranne la circonferenziale posteriore; sull'ultimo generatore su tutte le saldature, equamente distribuite, tranne la circonferenziale anteriore. Per i primi tre generatori le cricche si presentavano maggiormente sul lato superiore destro vista fronte bruciatore.

Nell'ottica di riportare i generatori in condizioni di idoneità per l'esercizio, e al tempo stesso garantire la fornitura del calore alla rete del teleriscaldamento, e in previsione delle necessarie attività di riparazione, l'utilizzatore ha inteso coordinarsi preliminarmente con l'INAIL, soprattutto per consolidare un percorso atto ad assicurare le seguenti attività:

- indagine completa, caratterizzazione dei difetti, stima delle cause;
- predisposizione, esecuzione e controllo della riparazione;
- scelta dei regimi di servizio ed eventuali altre azioni per la mitigazione delle cause;
- piani di ricontrollo ed esami particolari sullo stato di sollecitazione delle saldature dopo un determinato periodo di servizio.

2. Indagini e caratterizzazione dei difetti

2.1 Analisi costruttiva e storia del generatore

La fabbricazione dei generatori in conformità al d.m. 21/11/1972 e secondo il codice Raccolte ISPESL VSG, S, M, risale al mese di gennaio 2001, i limiti ammissibili del generatore di vapore sono PS 15 barg e TS 202 °C, con una capacità di 26000 litri, producibilità 19,5 t/h e superficie riscaldata 370 m². Il materiale del fasciame e dei fondi è ASTM P355NH con spessore 20mm, per la camera di combustione (focolare formato a caldo) ASTM P295GH con spessore 20mm, per le piastre tubiere normalizzate dopo rullatura ASTM A516 Gr60 con spessore 25mm, i tubi da fumo sono in ASTM A210Gr A1 3,2 mm. La categoria di saldatura è 2b secondo Raccolta S ($z=0,85$). La fabbricazione non ha previsto sovrasspessori di corrosione del fasciame, né il trattamento termico in quanto lo spessore è inferiore a 35mm.

La messa in servizio è avvenuta il 09/09/2003 (visita interna), 12/01/2004 (prova idraulica) ed il 23/01/2004 (prova a caldo), le verifiche periodiche sono state regolari.

Le attività di riparazione 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, hanno riguardato la sostituzione di alcuni tubi da fumo per presenza di micro cricche sulle saldature

tubo/piastra posteriore e anteriore ascrivibili presumibilmente a sbilanciamenti dei flussi termici e a non perfetta esecuzione delle saldature originarie. Nel 2014 è avvenuta la ricertificazione in PED come insieme per rendere i generatori "abili" al funzionamento in regime di sorveglianza discontinua 72h, l'attività ha anticipato la verifica di integrità e quindi ha previsto un accertamento delle membrature del generatore, inclusi i controlli non distruttivi delle saldature, che non ha evidenziato alcun fenomeno di danneggiamento.

Oltre alle verifiche periodiche previste dal d.m. 11/04/2011 sono state effettuate ulteriori attività di riparazione 2016/2018/2021, sempre per la sostituzione di alcuni tubi da fumo e nel 2018 per la sostituzione integrale della camera di inversione dei fumi.

I giunti longitudinali (figura 1) delle saldature del fasciame e fondo/fasciame sono

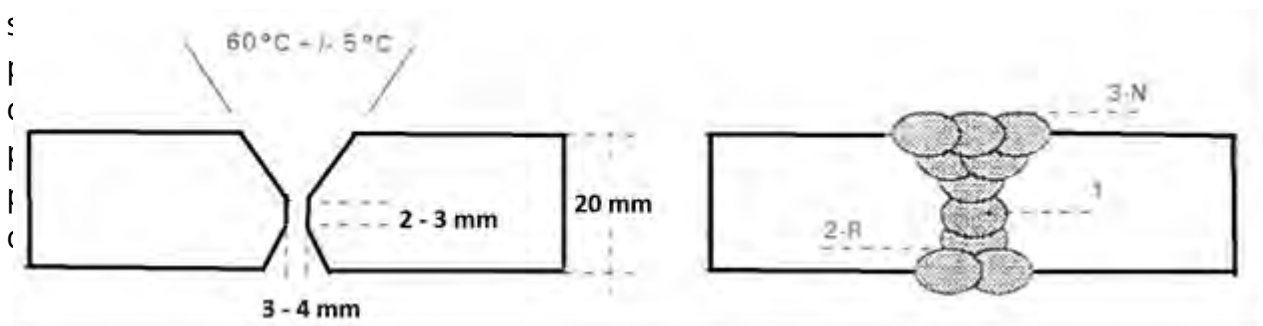


Figura 1. Particolare dei giunti longitudinali

2.2 Analisi dell'esercizio

Il profilo di utilizzo delle caldaie durante la stagione termica è ciclico su base mensile e giornaliera, in relazione alle esigenze della rete di teleriscaldamento. Le ore annuali di funzionamento si attestano mediamente tra 1500 e 2500, con un numero di avviamenti altrettanto elevato (funzionamento ciclico).

Storicamente la gestione prevedeva la modulazione della pressione di esercizio tra 8 bar e 10 bar. Relativamente all'alimentazione dei generatori, tutte le condense vengono recuperate, comprese quelle di processo, miscelate tra loro e rimandate ai generatori di vapore, (condense di rete con una temperatura media di 75°C). Non è presente un sistema di degasaggio delle condense di rete prima dell'invio alle caldaie. L'acqua di *make-up* è prodotta con un impianto a osmosi inversa con trattamento finale. Il condizionamento dell'acqua avviene mediante dosaggio di deossigenante a base DEHA e alcalinizzante a base fosfati.

Il monitoraggio dei parametri dell'acqua di caldaia viene effettuato mediante misure manuali di Ph, conducibilità totale e del residuo di deossigenante con cadenza giornaliera e le correzioni sui dosaggi vengono eseguite di conseguenza. Dall'esame dei dati storici non sono state rilevate particolari anomalie dei parametri chimici con riferimento alle richieste normative e al manuale d'uso dei generatori.

2.3 Caratterizzazione dei difetti

Nel mese di luglio 2022 l'utilizzatore, al fine di individuare tutti i difetti e la loro posizione, ha messo in atto un piano di controllo al 100% di tutte le saldature di composizione mediante esame MT e UTD, inclusi PT al 100% delle saldature della camera di inversione fumi e delle piastre tubiere frontali e posteriori, e saldature di bocchelli, derivazioni e passo d'uomo.

È stata prelevata mediante taglio termico la porzione di lamiera del fasciame di dimensione 300x400 mm, contenente una saldatura longitudinale con i 4 difetti della saldatura citati. I risultati dei controlli di seguito indicati sono stati presentati in un rapporto tecnico dall'Istituto Italiano della Saldatura^[1].

In laboratorio sono stati eseguiti i seguenti esami: analisi chimica materiale base e zona fusa con caratterizzazione meccanica, visivo VT, radiografico RT, macrografia e micrografia, prova di durezza e microdurezza Vickers HV₁₀, HV₁, frattografia della cricca, esame SEM (microscopia elettronica a scansione) e analisi EDS (spettrometria per dispersione di energia), analisi XRD dei depositi (diffrattometria ai raggi X), analisi chimica estratto acquoso dei depositi, caratterizzazione meccanica.

L'esame VT ha mostrato sulla superficie interna uno strato compatto di colore rossastro duro e aderente con pustole localizzate sparse casualmente di diametro massimo 3mm; dopo sabbiatura si è avuta evidenza di alcuni pitting localizzati

Come mostrato in figura 1, la saldatura esterna (2a) e interna (2b) hanno un profilo regolare e sono visibili le quattro indicazioni già note dai precedenti controlli effettuati dall'esterno, questo esame ha consentito di stabilire tuttavia che le cricche trasversali interessano anche la zona termicamente alterata ZTA e il materiale base, come confermato dall'esame radiografico (2c), ciò ha impattato notevolmente sulle scelte iniziali delle modalità di riparazione e sul successivo monitoraggio dei generatori.

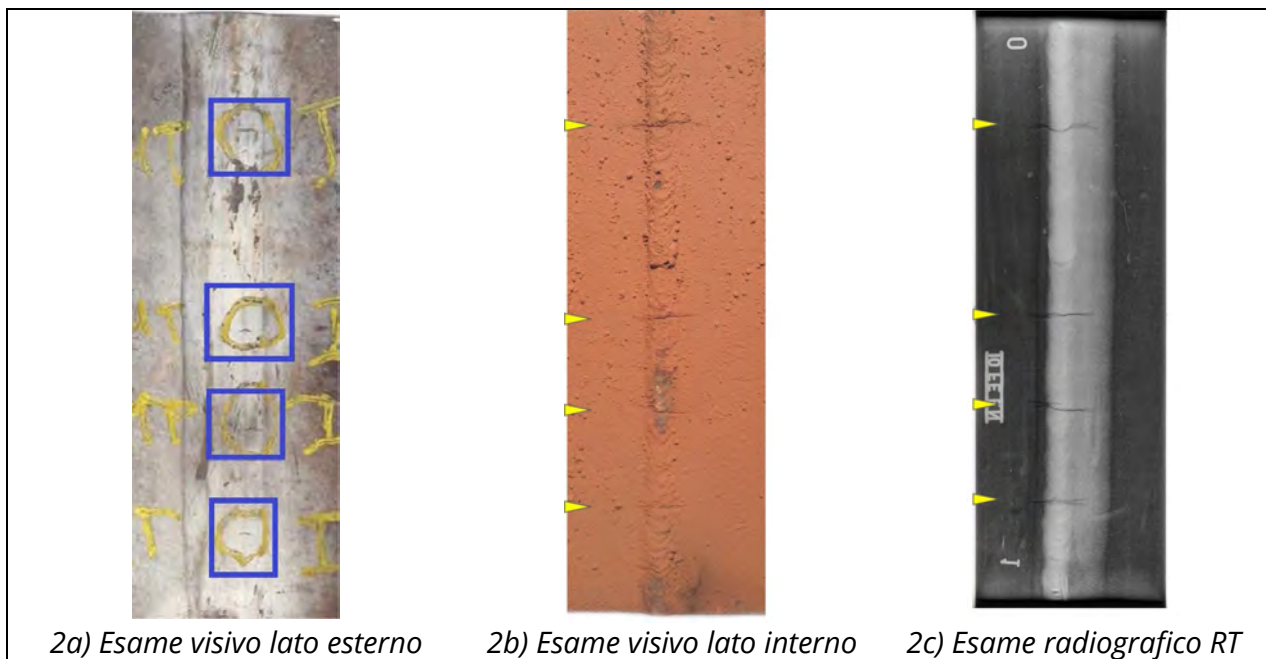


Figura 2. Immagini del campione

La macrografia (figura 3a) conferma l'esecuzione del cordone di testa con passate multiple al dritto e a rovescio con un lieve slivellamento dei lembi e la presenza di un tarlo di dimensioni accettabili. La micrografia (3c) prelevata dalla sezione macrografica 3a, finalizzata alla caratterizzazione della microstruttura evidenzia strutture compatibili col materiale di fabbricazione (MB: ferrite/perlite – ZTA: ferrite aciculare/bainite/carburi – ZF: ferrite proeutotteeide a struttura dendritica/ferrite aciculare/carburi) ed evidenzia un innesco corrosivo localizzato al piede del cordone della saldatura a rovescio. La micrografia all'estremità della sezione trasversale della cricca figura 3d) evidenzia andamento transgranulare ramificato, contenente ossidi stratificati e con innesco sulla superficie del fasciame. Si evidenzia anche una cricca secondaria comparabile con la fessurazione principale, mentre quella al centro della cricca figura 3e), anch'essa stratificata, conferma strati di ossido sulla superficie interna e nella zona di innesco. I valori di durezza HV_{10} (166/176 MB – 184/246 ZTA – 202/222 ZF) nelle posizioni di figura 3c) sono coerenti con i valori attesi per l'acciaio utilizzato e non hanno correlazioni con i difetti rilevati. I valori di microdurezza HV_1 (197/201) su impronte del cordone interno di saldatura nella zona di innesco della cricca sono simili a quelli del materiale base adiacente.

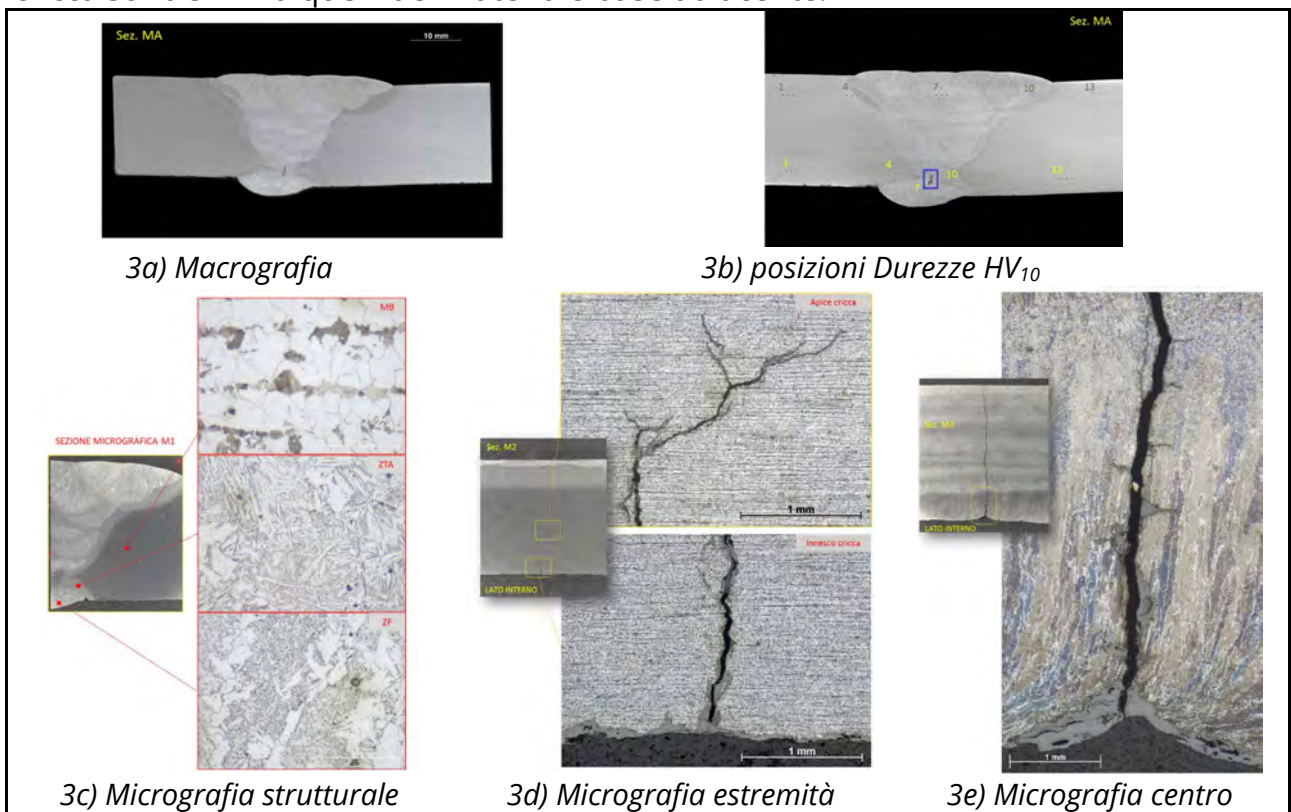


Figura 3. Macrografie e micrografie del campione e della cricca

La frattografia dopo l'apertura della cricca in figura 4, provocata mediante rottura fragile a seguito di immersione in azoto liquido, mostra una superficie ruvida e irregolare completamente ricoperta di ossido, il punto di innesco è sul cordone

interno e la propagazione avanza verso l'esterno prima in forma semiellittica e poi a ventaglio.

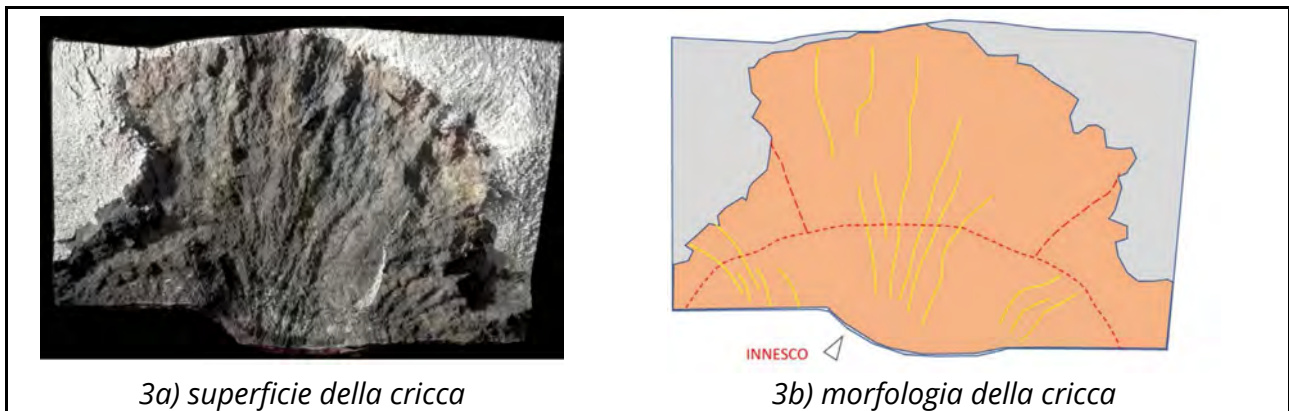


Figura 4. Frattografia della cricca

L'analisi EDS della superficie interna del campione figura 5a) rileva la presenza di ferro, ossigeno e manganese, mentre quella sulla superficie della frattura figura 5b) evidenzia la presenza di due strati differenti: ossigeno/ferro (grigio chiaro) e ossigeno/fosforo (grigio scuro), confermata dall'analisi SEM, con la presenza diffusa di cristalli/composti di morfologia aghiforme.

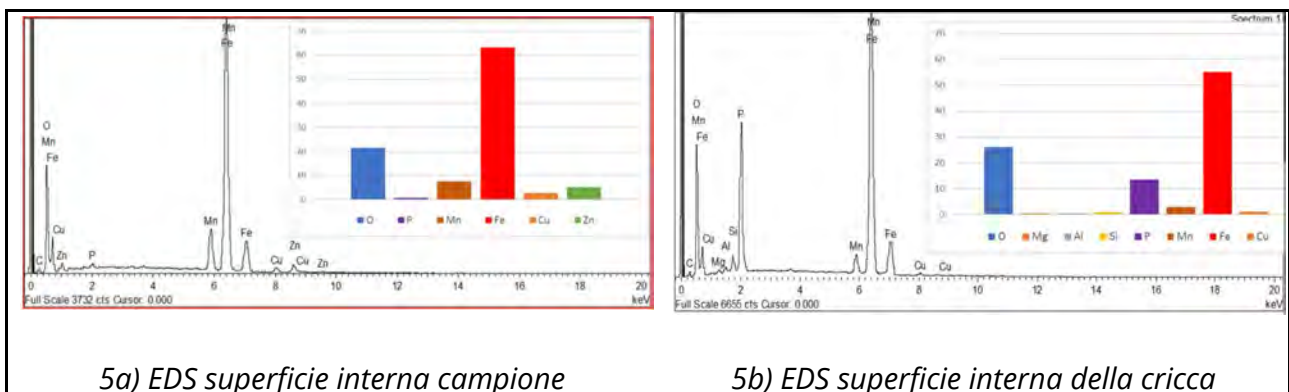


Figura 5. Risultati analisi EDS

L'analisi XRD della superficie interna del campione risulta interpretabile come una miscela di composti Fe_3O_4 di struttura cubica (magnetite) ed Fe_2O_3 (ematite), mentre l'analisi chimica dell'estratto acquoso dei depositi su tale superficie ha mostrato quantità di ioni solubili nei depositi (cloruri, fluoruri, calcio, magnesio e potassio) compatibili con ossidi e prodotti insolubili dei depositi attribuibili a utilizzo di acqua di caldaia a modesta conducibilità totale.

L'analisi chimica del materiale base eseguita mediante spettrometro a emissione ottica conferma l'utilizzo di materiale P355NH con carbonio equivalente pari a 0,41 inferiore a 0,43 previsto dalla UNI EN 10028-1, analogamente l'analisi della zona fusa corrisponde a quella di un materiale d'apporto tipico per acciai al carbonio non

legati. I valori ottenuti dalla caratterizzazione meccanica (prove di trazione e resilienza) sono conformi alla UNI EN 10028-3.

2.4 Analisi delle cause

Sulla base delle indagini effettuate è possibile ricondurre le cricche a fenomeni di rottura assistiti da un ambiente corrosivo (Environmentally Assisted Cracking - EAC), nel caso specifico denominato anche Strain Induced Corrosion Cracking (SICC), di norma associato a uno stato di sollecitazione dinamico oligociclico e residuo di tipo statico sotto forma di tensioni residue di saldatura.

La sola tensione circonferenziale in esercizio non sarebbe stata in grado di attivare il fenomeno; quindi, la causa principale è da ritenersi nelle eccessive tensioni residue che hanno determinato un incremento della risultante degli sforzi diventata prossima al carico di snervamento del materiale.

In base alle considerazioni fatte è necessario valutare il tipo di procedimento di saldatura utilizzato, il fabbricante avrebbe potuto adottare soluzioni tecniche maggiormente orientate alla prevedibilità del rischio legato all'esercizio di tipo ciclico del generatore.

Sebbene non rivestano carattere di obbligo normativo, affinché il materiale sia sollecitato il meno possibile dalle tensioni residue indotte dalla saldatura, le cautele adottabili in tali casi sono:

- preriscaldamento a temperature superiori rispetto a quelle adottate (10°C conforme alla UNI EN ISO 1011-1);
- riempimento e finitura dei cordoni mediante arco sommerso con un diametro di filo inferiore 2,4 o 3,2 mm, anziché i 4mm adottati, in modo da mantenere a regimi più bassi gli apporti termici;
- rasatura finale delle riprese al rovescio delle saldature longitudinali in modo tale da eliminare o comunque ridurre possibili inneschi di rottura al piede delle stesse durante l'esercizio; nel caso di tensioni indotte da esercizio ciclico e attacco chimico di un'acqua di caldaia con parametri non ottimali, le tensioni residue di saldatura aumentano notevolmente nelle variazioni di sezione (piede del cordone), creando una tridimensionalità delle tensioni concentrate su tale sezione e fornendo sollecitazioni puntuali che talvolta superano il limite di snervamento del materiale;
- trattamento termico dopo saldatura (PWHT) anche per spessori inferiori a 35mm;
- calandrare nuovamente le virole dopo l'effettuazione delle saldature longitudinali per evitare difetti di cilindricità delle virole.

Dal punto di vista del processo è emerso un ambiente corrosivo: è necessario quindi comprendere se il danno sia stato favorito da specifiche condizioni fisico chimiche, in particolare va verificata quale fattore primario la presenza di ossigeno disciolto nell'acqua di alimento e di caldaia (O_2); tale fenomeno di ingresso di ossigeno è tanto più critico quanto più bassi sono il pH e la conducibilità dell'acqua. Pertanto, devono essere valutati i fattori secondari quali la conducibilità (ioni Cl^- e SO_4^{2-}) e il pH. Nel

caso esaminato i valori di conducibilità, pH e residuo di deossigenante DEHA sono conformi alla UNI EN 12953-10^[2], tuttavia è importante il monitoraggio della chimica dell'acqua nelle fasi di fermo impianto che se del caso (valori inferiori a 9 del pH) va corretta con soluzioni alcalinizzate scongiurando l'ingresso di ossigeno (inertizzazione o additivazione diretta di deossigenante) come previsto dalla norma. All'interno delle cricche è stato rilevato un eccesso di fosforo in forma di fosfato di ferro, laddove era naturale attendersi invece ossidi di ferro. Sempre secondo la UNI EN 12953-10 il tenore di fosfato PO₄ ammesso è pari a 10/30 mg/l; non sono disponibili dati storici dei dosaggi ma è ragionevole pensare alla necessità di azioni volte a un loro monitoraggio e finalizzate a una mitigazione del fenomeno.

3. Attività di riparazione

Dopo aver mappato tutti i difetti riscontrati è stata ingegnerizzata una proposta di riparazione che ha previsto l'asportazione delle saldature interessate e il materiale base contiguo, e l'inserimento mediante saldatura di tegoli di nuovo materiale ASTM A516 Gr 70 con caratteristiche tensili migliori sia a freddo che a caldo rispetto al materiale ASTM A355NH dello stesso gruppo. Tale approccio assicura la completa eliminazione dei difetti e può pertanto configurarsi come un intervento valido nel lungo periodo.

L'attività di riparazione è stata condotta secondo l'art. 14 del d.m. 329/04 e nel rispetto della circolare ISPESL 14/05, la quantità, la tipologia e la posizione dei difetti riscontrati a seguito del piano di controllo complessivo dei generatori, nonché lo studio delle modalità di esecuzione ha comportato l'analisi accurata, tra l'altro, di alcuni aspetti tecnici e normativi fondamentali:

- scelta delle dimensioni di tegoli o porzioni di tegolo affiancate fra loro, per evitare eccessivi danneggiamenti durante il taglio delle membrature originarie affette da difetti (piano di taglio composto);
- con riferimento al piano di taglio, scelta della nuova ubicazione dei giunti saldati (vedi figura 6) in conformità alla regola S.3.4 della Raccolta S ISPESL^[3] (introduzione di nuove saldature a incrocio e non allineate con le precedenti); stante la necessità di agire anche sul materiale base non si è ritenuta sufficiente la scricatura e il rifacimento della sola zona fusa della saldatura;
- scelta del procedimento di saldatura a piena penetrazione da adottare stante la non praticabilità della ripresa a rovescio per la presenza dei tubi da fumo;
- scelta della sequenza del piano dei controlli;
- difficoltà operative in corrispondenza di eventuali disallineamenti originari di fabbricazione originaria su saldatura longitudinale del fasciame.

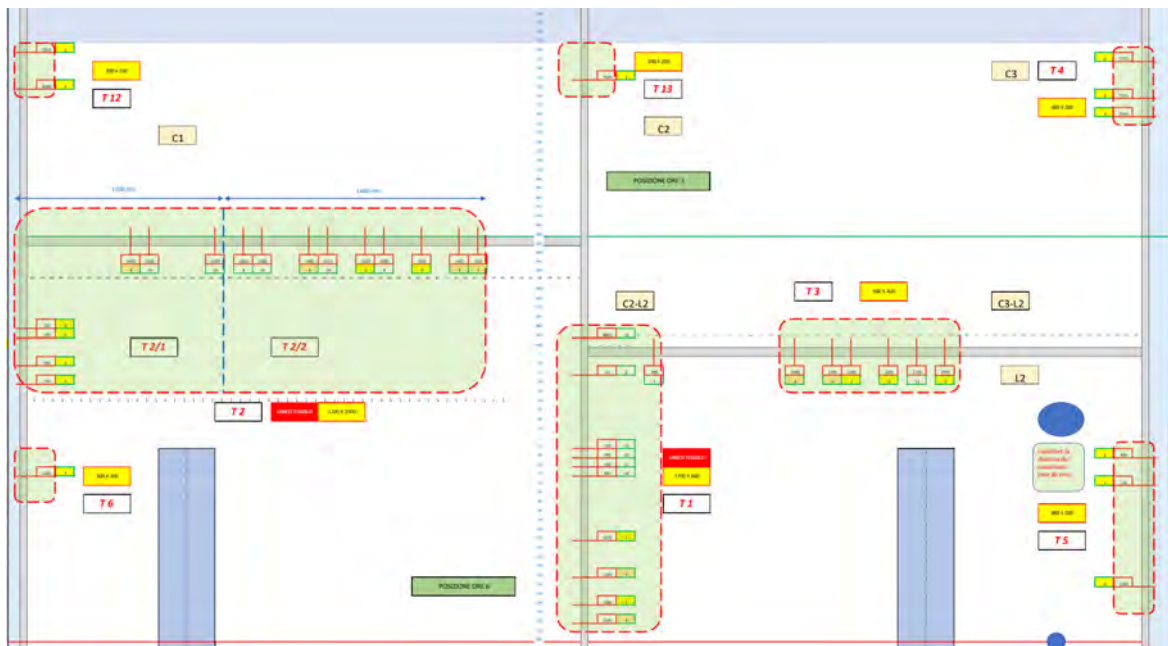


Figura 6. Piano di taglio

Alcuni tegoli presentavano notevoli dimensioni; pertanto, il taglio a freddo è stato effettuato per porzioni (si veda linea blu tratteggiata sul tegolo sinistro della saldatura longitudinale), si è proceduto prima al taglio e alla saldatura della nuova membratura tegolo T2/1 (vedi figura 7a al 50% di esecuzione e dopo PT) e solo successivamente si è effettuato il taglio e la nuova saldatura del tegolo T2/2, ciò per evitare eccessive deformazioni delle membrature da mantenere.

In base alla regola S.3.4 e con riferimento alla figura 6 sono state rispettate le distanze minime di giunti paralleli ed affiancati su fasciami (per saldature longitudinali 300 mm pari al minimo della norma, per saldature circonferenziali 200 mm pari al doppio del valore richiesto dalla norma) e per incroci di saldature (formazione di una T in ogni caso, due incroci a T sulla stessa saldatura circonferenziale distanti almeno 300mm), nonché nel rispetto della distanza minima di 60mm di giunti da altre saldature di bocchelli e passi d'uomo.

Osservando la figura 7a si può notare che in alcuni casi è risultata conveniente la rimozione di tegoli ancora maggiori comprendenti ampie porzioni della saldatura longitudinale e circonferenziale, in maniera tale da limitare saldature affiancate e allineare la porzione di saldatura circonferenziale di riparazione a quella esistente.

Il procedimento adottato in occasione della riparazione è TIG a piena penetrazione (141 apporto in W 46 4 4 S1 - EN ISO 636-A spessore 2.4 mm), elettrodo di riempimento parziale (111 elettrodo E42 5B 32 H5 EN ISO 2560-A prima passata 2,5 mm successive 3,25 mm), completamento e finitura MIG/MAG ad elettrodo animato (136 elettrodo T 46 2 PC 1 H5EN ISO 17632-A 1,2 mm).

È stato adottato un preriscaldamento di 80°C e temperature di interpass non superiori a 200°C, l'esecuzione è avvenuta mediante tecnica di saldatura a blocchi con sequenza

a passo del pellegrino (figura 7b) applicata al primo 50% sullo spessore totale del cordone di saldatura (favorisce lo scarico delle tensioni di saldatura).

Alla fine delle passate di finitura e dopo raffreddamento sotto coibente, i nuovi cordoni di saldatura sono stati rasati per consentire il controllo MT al 100%.

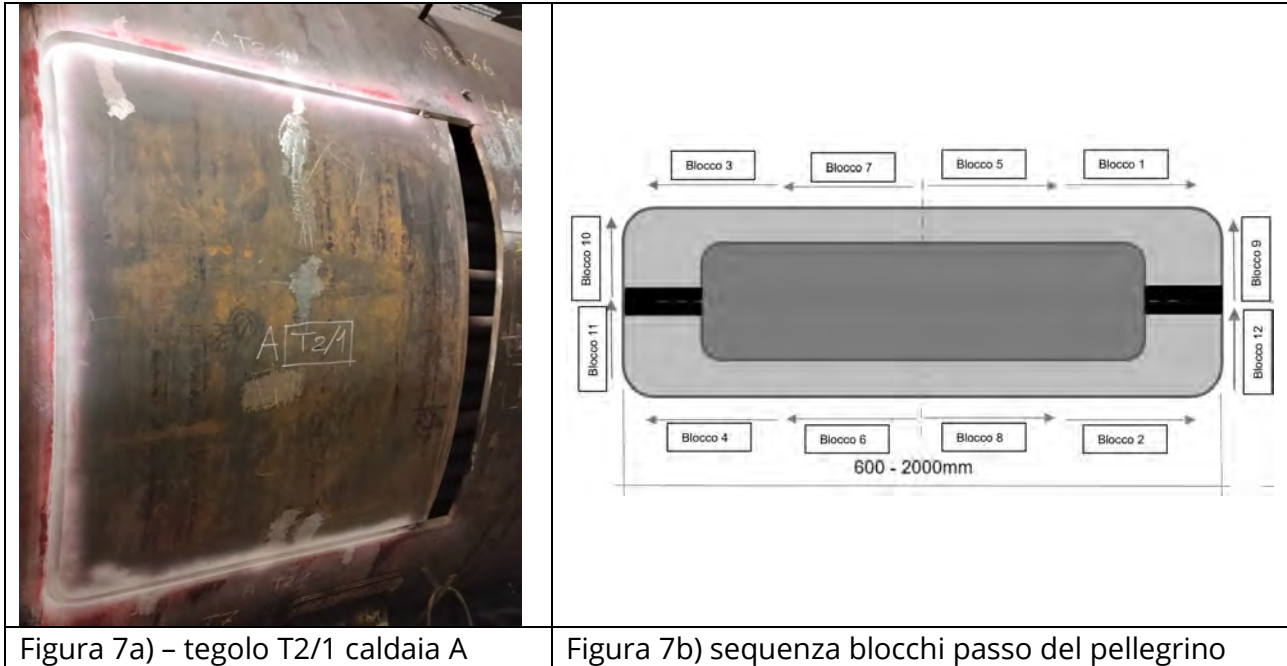


Figura 7a) – tegolo T2/1 caldaia A

Figura 7b) sequenza blocchi passo del pellegrino

Il piano dei controlli ha previsto: VT 100%, PT 100% dei cianfrini dopo l'attività di taglio. Dopo completamento delle prime tre passate (141+111) ogni saldatura è stata esaminata con controllo VT e PT al 100%. In questa fase sono stati eseguiti controlli di durezza HB su materiale base, zona fusa e zona termicamente alterata. A ultimazione delle saldature sono stati eseguiti MT ed UT difettoscopici al 100%, in ultimo la prova idraulica al valore 1,125 volte la PS.

4. Limitazione del fenomeno e monitoraggio

Lo scopo principale era quello di consentire l'esercizio ai sensi dei regolamenti vigenti, –ma anche di studiare nuove specifiche legate a materiali e processi di fabbricazione che consentano di migliorare il comportamento nel tempo in funzione dei regimi di carico e del tipo di esercizio.

Si è resa necessaria una corretta gestione della chimica dell'acqua di alimento e di caldaia, ottimizzando alcuni parametri oltre le ordinarie richieste normative. In particolare, per i valori di O₂ disciolto dell'acqua di alimento e del pH dell'acqua di caldaia, sono stati rilevati mediante la misura indiretta del residuo di deossigenante, che talvolta può diventare inaffidabile; o che dovrebbe almeno essere integrata da misure dirette dell'ossigeno nell'acqua di alimento dato che nel caso specifico l'alimentazione avviene in assenza di degasaggio caratterizzata da maggiori tenori di O₂.

Il monitoraggio deve essere esteso anche nelle fasi di fermo impianto con eventuale correzione dei valori in tali fasi e durante i riavviamenti. È buona norma in questi casi a pressioni di riavviamento inferiori a 6 barg adottare alcalinizzanti volatili e deossigenante con pH definiti in base al prodotto usato.

Vista l'importanza che riveste il monitoraggio della chimica dell'acqua per questa tipologia di impianto, è stato implementato su tutte le caldaie il monitoraggio in continuo dei valori di Ph, conducibilità totale e ossigeno disciolto a partire dalla stagione 2023/2024.

Dal punto di vista delle tensioni residue, e visto che i controlli non distruttivi a fine riparazione hanno scongiurato la presenza di ulteriori difetti, si è reso necessario adottare regimi di esercizio per quanto possibile tesi a ridurre la fatica, quali ad esempio regimi di pressione ridotti (da 8/10 barg a 6/9 barg a seconda del carico termico, limitandone anche la modulazione tra tali valori) pur garantendo il carico termico al cliente e una miglior distribuzione del carico sui quattro generatori evitando avviamenti e fermate cicliche degli stessi.

Alla fine del primo ciclo di esercizio effettuato dopo gli interventi di riparazione (1° ottobre 2022 – 15 aprile 2023) è stato replicato il piano dei controlli effettuato in occasione delle indagini preliminari e della riparazione, ossia:

- visita interna ed esterna di tutte le saldature del generatore;
- esecuzione di PT ed MT al 100% su tutte le saldature longitudinali del corpo cilindrico e PT 100% sulle piastre tubiere anteriori e posteriori;
- esecuzione UT difettoscopici al 100% su tutte le saldature longitudinali del corpo cilindrico, che non hanno riscontrato alcuna indicazione né sulle porzioni di saldatura originaria né su quelle effettuate durante la riparazione.

I controlli non hanno rilevato difetti.

Su uno dei quattro generatori sono stati effettuati controlli mediante estensimetri elettrici con lo scopo di valutare il livello di deformazione e tensione (in termini di tensione equivalente di Von Mises) in specifici punti situati in zone ritenute critiche per il tipo di riparazione effettuata, oltre a verificare l'assenza di deformazioni plastiche monitorando il ritorno a zero della deformazione dopo lo scarico della pressione. Le caratteristiche del materiale sono Modulo di elasticità lineare (o di Young) = 205940 Mpa \pm 5%, Coefficiente di Poisson = 0.295 \pm 5%.

Il componente è stato strumentato con 13 sensori a tre griglie 0°/45°/90° secondo UNI 10478-4:1998, posti in prossimità del cordone di saldatura (distanza 10 mm) e dislocati secondo le figure 8a ed 8b, al fine di valutare l'andamento delle deformazioni in corrispondenza delle saldature degli inserti confrontandole con le deformazioni risultanti sulle saldature originarie longitudinali che circonferenziali.

Sono stati effettuati tre cicli di pressurizzazione da 0 a 15 barg, con 5 step da 3 bar sia in carico che scarico (ciclo di assestamento). L'acquisizione delle deformazioni è stata eseguita con frequenza di campionamento pari a 10 Hz. Ogni step di pressione è stato mantenuto costante per almeno 60 secondi.

Dal valore della deformazione nelle tre direzioni è stato calcolato lo stato di tensione nei punti di misura secondo le formule 1 e 2.

$$\sigma_{1,2} = E \left[\frac{\varepsilon_a + \varepsilon_c}{2(1-\nu)} \pm \frac{1}{2(1+\nu)} \sqrt{(\varepsilon_a - \varepsilon_c)^2 + [2\varepsilon_b - (\varepsilon_a + \varepsilon_c)]^2} \right] \quad (1)$$

$$\tan 2\theta = \frac{2\varepsilon_b - (\varepsilon_a + \varepsilon_c)}{(\varepsilon_a - \varepsilon_c)} \quad (2)$$

Per ogni punto di misura è stata calcolata la tensione di Von Mises (σ_{VM}) per la valutazione dello stato equivalente di tensione nei punti di interesse mediante la formula 3.

$$\sigma_{VM} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1\sigma_2} \quad (3)$$

Con:

$\varepsilon_a, \varepsilon_b, \varepsilon_c$, rispettivamente deformazioni delle griglie 1, 3 e 2

σ_1 e σ_2 massime tensioni calcolate nel punto di misura

θ angolo tra la griglia 1 e la massima tensione misurata.

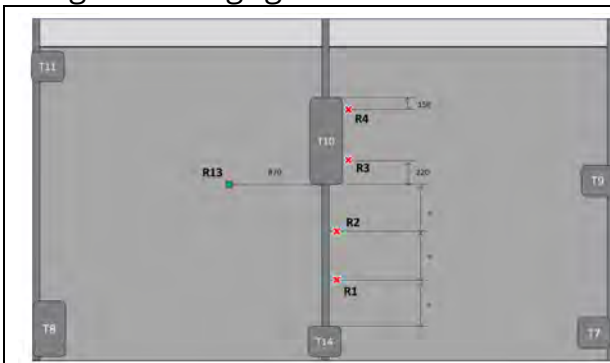


Figura 8a) – posizionamento sensori

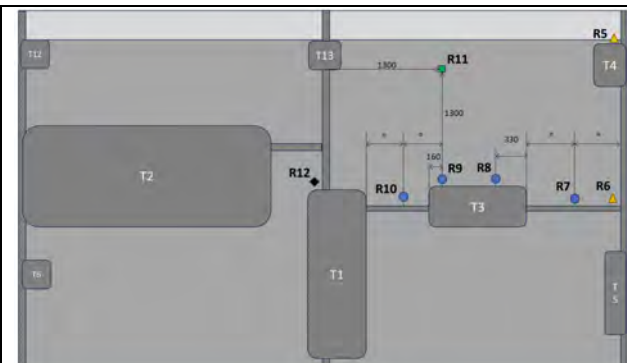


Figura 8b) – posizionamento sensori

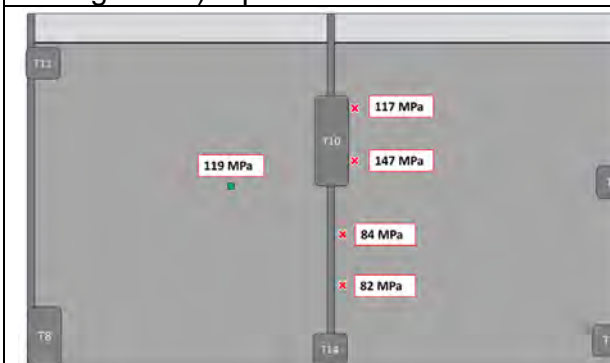


Figura 8c) – posizionamento sensori

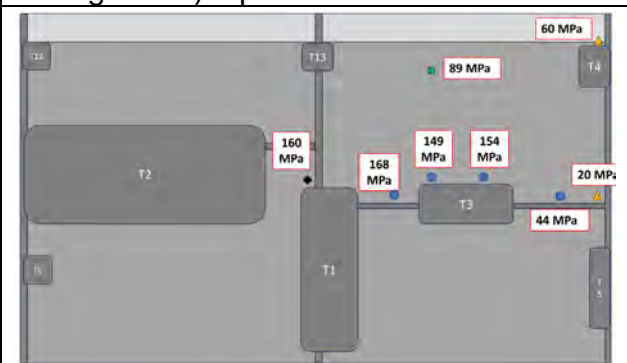


Figura 8d) – posizionamento sensori

Dai valori ottenuti riportati nelle figure 8c ed 8d si può notare che le tensioni in prossimità dei cordoni degli inserti sono tendenzialmente più elevate rispetto a quelli

sui cordoni originari e del materiale base, mentre le tensioni in prossimità del cordone circonferenziale dei fondi della caldaia sono più basse rispetto alla zona centrale.

La tensione massima misurata è pari a 168 MPa nel punto R10 che si trova in prossimità di un cordone assiale originario compreso tra due inserti (T_1 e T_3), la sollecitazione massima ammissibile del materiale è pari a 237 MPa.

Il ritorno a zero deformazione, una volta ripristinata la pressione di partenza, è stato verificato. Si escludono pertanto deformazioni permanenti di tipo plastico.

L'angolo ϑ tra le direzioni principali per tutti i punti di misura di avvicina ai 90° a conferma che il campo di tensione è vicino al caso ideale del cilindro in pressione in tutti i punti strumentati.

5. Conclusioni

La riparazione di attrezzature a pressione non dovrebbe essere solo finalizzata al ripristino delle condizioni che consentono un esercizio in sicurezza; è necessario in alcuni casi indagare sulle cause che hanno determinato l'origine dei difetti e la loro evoluzione nel tempo.

Questo approccio consente evidentemente di valutare le tecniche di riparazione, i provvedimenti da adottare per il futuro esercizio e, fattore ancor più rilevante, le scelte costruttive per future forniture, quali ad esempio i materiali da adottare, i procedimenti di fabbricazione più idonei e che garantiscono maggior protezione da fenomeni di danneggiamento, le condizioni di processo migliori in base all'esercizio specifico delle attrezzature.

Il lavoro ha consentito altresì di valutare più accuratamente l'applicazione di toppe multiple nei processi di riparazione; infatti, è dimostrato che lo stato tensionale dell'attrezzatura risente fortemente della localizzazione reciproca delle toppe e della loro conformazione rispetto alle saldature originarie; seppur non richiesto dalla normativa in alcuni casi è opportuno l'impiego di controlli mediante estensimetri elettrici anche durante l'applicazione del piano di controllo di riparazione.

6. Bibliografia

[1] Adile, Ferrari, Murgia – Istituto Italiano della Saldatura – Indagini di laboratorio su campione prelevato dal fasciame di un generatore di vapore. 28.08.2022

[2] Norma UNI EN 12953-10: 2005 – Caldaie a tubi da fumo. Requisiti relativi alla qualità dell'acqua di alimentazione e dell'acqua di caldaia.

[3] Raccolta S ISPESL - Specificazioni tecniche applicative del Decreto Ministeriale 21 novembre 1972 per l'impiego della saldatura nella costruzione e riparazione degli apparecchi e sistemi a pressione – revisione 1995 edizione 1999.

Valutazione dell'integrità strutturale di tubazioni in pressione: il caso di una condotta forzata realizzata nel 1940

F. Piccini, L. Scano

¹ S.S.I. s.r.l. – Studio Scano

Abstract

La valutazione dello stato di conservazione delle tubazioni risulta di fondamentale importanza per l'esercizio sicuro e la programmazione degli interventi di manutenzione straordinaria o di sostituzione. Nella presente memoria si illustra il caso di una condotta forzata in tubi di acciaio rivettati ($D_{max} = 2m$, $P_{max} = 10barg$) realizzata nel 1940 per alimentare le 3 turbine di una centrale idroelettrica.

Una estesa campagna CND ha permesso di quantificare la perdita di metallo occorsa sulla tubazione e di stabilire un tasso di corrosione di riferimento sulla base dei precedenti controlli eseguiti nel 1985. La pronunciata disuniformità degli spessori rilevati, assieme all'evidenziarsi di alcuni trafilamenti localizzati, hanno evidenziato una perdita di metallo generalizzata accompagnata da zone di corrosione localizzata e hanno suggerito di valutare la vita residua nei confronti di entrambi i meccanismi di danno.

È stata eseguita una stress-analysis della condotta in accordo al codice EN 13480-3 e in varie condizioni di spessore. Il calcolo ha incluso anche i carichi derivanti dalle dilatazioni termiche, dalle sovrappressioni da colpo d'ariete, e dall'azione del sisma in conformità alle norme tecniche per le costruzioni (NTC2018). Al termine, è stato possibile stimare una vita residua seguendo l'approccio della API 579-1 Part 4/5 Level 2, e definire un intervallo di riconrollo. La zona che è risultata più critica nei confronti della resistenza alle sovrappressioni indotte dal colpo d'ariete è stata infine oggetto di un'analisi FEM avanzata ad elevato strain-rate tipo explicit-dynamics con gli spessori previsti al termine della vita residua stimata.

Keywords: Fitness-For-Service, piping, stress-analysis, corrosion

1. Introduzione

Nella presente memoria si descrivono le attività eseguite per portare a termine l'analisi di integrità di una condotta forzata fabbricata in tubi di acciai al carbonio a servizio di una centrale idroelettrica. La condotta è stata messa in opera indicativamente nel 1940 ed alimenta tre turbine posizionate all'interno dell'edificio della centrale.

Il percorso, per gran parte rettilineo ed in pendenza, termina con un cambio di direzione di quasi 90° in pianta prima di arrivare agli stacchi ed alle riduzioni per le tre macchine.

Le tubazioni sono realizzate in lamiera d'acciaio al carbonio con unioni ottenute per chiodatura a caldo, secondo due modalità costruttive dettagliate nel seguito.

Le problematiche segnalate dall'utilizzatore assieme alle risultanze della ricognizione e l'esame visivo preliminare esterno, hanno suggerito da subito la necessità di valutare possibili danneggiamenti di tipo localizzato e diffuso, con eventuale influenza di agenti esterni, dell'usura e della corrosione. Si è quindi definito un piano di controlli che comprende rilievi spessimetrici puntuali ad ultrasuoni (UTS), rilievi puntuali di profondità dei crateri da corrosione esterna con calibro di profondità ("pit gauge"), ed esame di screening da eseguire con onde guidate a corto raggio (MRUT). Ragioni di esercizio e di sicurezza hanno fatto escludere l'ipotesi di effettuare controlli interni di qualsiasi tipo.

Al termine dei controlli eseguiti da tecnici di Livello II e III UNI EN ISO 9712 [1], le analisi statistiche sugli spessori, ed il confronto con i dati della precedente campagna di misure, meno estesa ed eseguita nel 1985, o con i valori nominali degli spessori, hanno consentito di stimare un tasso di corrosione annuo, e quindi di poter quantificare gli spessori futuri prevedibili secondo i modelli che descrivono i vari meccanismi di danno presi in considerazione e per vari orizzonti temporali, con l'obiettivo di definire una vita residua ed un conseguente piano di ricontrollo.

Le analisi strutturali condotte sulla tubazione complessiva, modellata con i suddetti spessori previsti, hanno preso in considerazione i carichi dovuti alla pressione, ma anche le azioni sismiche imposte dalle nuove norme tecniche sulle costruzioni NTC2018 [2] e quelle dovute alle variazioni termiche ed al flusso dell'acqua.

Per gli elementi più critici sono stati realizzati dei modelli FEM di dettaglio che hanno permesso di ottenere una stima più affidabile dell'affidabilità nel tempo dell'opera.

Una analisi di tipo "explicit-dynamics" con un modello non lineare del materiale, ha infine consentito di simulare anche le conseguenze della manovra di chiusura rapida di emergenza della valvola a valle (colpo d'ariete).

2. Descrizione della tubazione

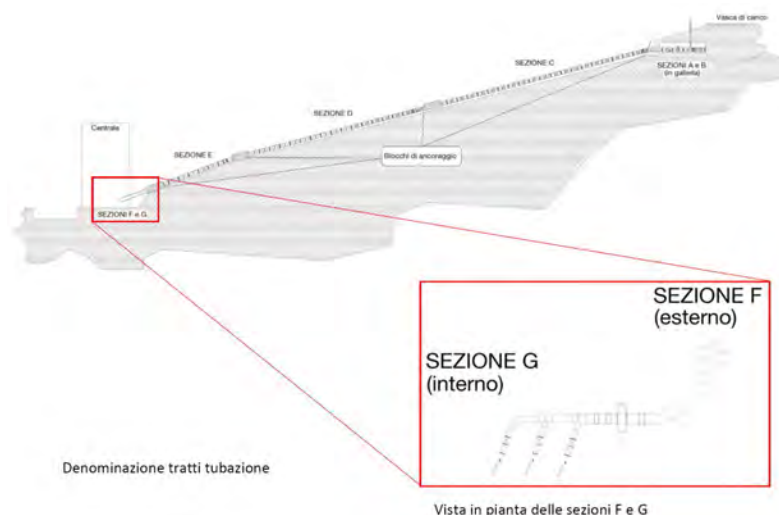


Figura 1. Vista laterale della condotta e dettaglio in pianta del tratto terminale

La condotta forzata oggetto delle presenti note presenta le seguenti caratteristiche generali:

Diametro massimo: 2024mm	Pressione massima a valle: 10.0barg
Lunghezza: 388m (da rilievi del 2021)	Portata massima: 10m ³ /s
Dislivello: 90m (approssimativo)	

I tubi sono stati fabbricati per chiodatura a caldo di lamiere in acciaio al carbonio, e sono dotati di anelli di rinforzo circonferenziale in angolare L90x9 ed UPN100.

I supporti sono costituiti da selle in piastre d'acciaio solidali alla tubazione, appoggiate su profili metallici inghisati nei blocchi di fondazione interrati in calcestruzzo armato. Tali selle costituiscono degli appoggi che consentono il movimento longitudinale e bloccano gli scorrimenti trasversali all'asse della condotta.

Il percorso della tubazione, in cunicolo per i primi 25 m e aperto in trincea per la rimanente parte, è diviso in cinque sezioni intervallate da blocchi di calcestruzzo di dimensioni ragguardevoli che costituiscono i punti di vincolo longitudinale e di ancoraggio al pendio.

Sono presenti quattro giunti di dilatazione a bicchiere con flangia premistoppa bullonata a monte, posizionati immediatamente a valle di 4 dei suddetti blocchi di ancoraggio, atti a compensare le deformazioni assiali della tubazione indotte dalle dilatazioni termiche e dai carichi.

La condotta è stata realizzata con due tipologie di tubo:

- nella parte alta sono impiegati tubi ottenuti da chiodatura a caldo longitudinale e circonferenziale di lamiere d'acciaio
- nella parte a valle sono impiegati tubi lisci con chiodature solo circonferenziali per realizzare le unioni fra un tratto ed il successivo

Il tratto terminale presenta una curva plano-altimetrica che porta la tubazione all'ingresso alla sala macchine ed agli stacchi di alimentazione delle stesse.

Gli stacchi a tee sono realizzati con sovrapposizione di fasciature chiodate, e ad ogni stacco il diametro della tubazione si riduce.



Figura 2. Tubazioni con giunti chiodati longitudinali e circonferenziali (sx), solo circonferenziali (centro) e dettaglio di stacco a tee (dx)

Dal punto di vista PED [3] la tubazione si inquadra come riportato in tabella, ovvero è esclusa dagli obblighi ai sensi dell'art. 1.2(b):

Tipologia:	Costruttore:	Modello e N.F. (mat. ISPEL):	Anno Fabbricazione:
Condotta	ATB	N.P.	1940
PS (barg):	TS - T _{min} /T _{max} (°C):	DN:	
10.0	-10/+60	2000	
Fluido contenuto:	Gruppo PED:	Categoria PED:	
acqua	2	esclusa art. 1.2(b)	

3. Campagna di controlli

Per ottenere una stima quanto più possibile affidabile della vita residua della condotta si è eseguita una campagna di controlli ed in dettaglio:

- Esame visivo esterno dell'intera condotta (VT)
- Rilievi geometrici delle tubazioni
- Rilievi puntuali di spessore (PTR) con sonda piana ad ultrasuoni (UTS)
- Rilievi di profondità dei crateri da corrosione con calibro di profondità digitale
- Esame di screening con onde guidate a corto raggio (MRUT)

L'esame visivo ha evidenziato e confermato quanto già esposto nella descrizione dell'opera, consentendo di individuare le zone con più evidente presenza di danneggiamento esterno dovuto a corrosione da cloruri in prossimità del passaggio sotto ad un ponte stradale.

Il rilievo spessimetrico è stato eseguito con sonda ultrasonora piana, seguendo le indicazioni delle L.G. INAIL 2012 [4], con un totale di circa 5000 misure eseguite su 8/16 posizioni circonferenziali, osservando, per quanto possibile, una maglia di indagine compresa fra 500 e 1000mm.

Sono state intercettate alcune zone soggette a corrosione locale pronunciata e su di esse sono state eseguite ulteriori misure di spessore seguendo una maglia molto più fitta (10mm) con estensione sufficiente a coprire tutta la zona con spessore ridotto.

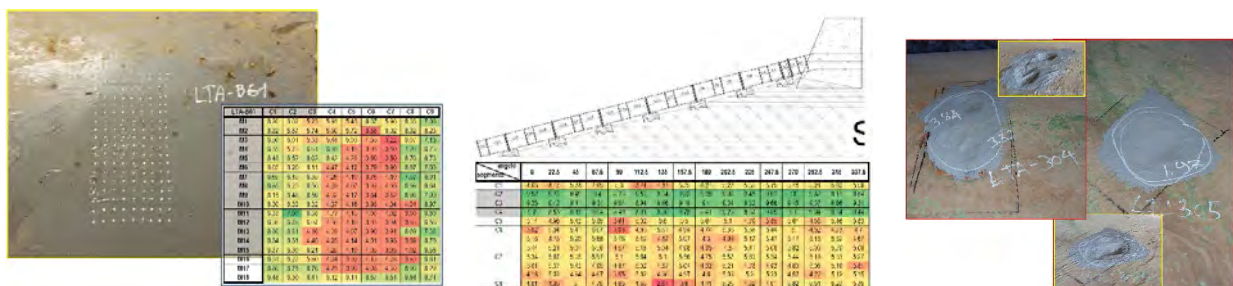


Figura 3. Estratti dai report CND per una LTA, per un tratto di tubazione e per un cratere

Il tratto A in uscita dalla vasca di carico è risultato particolarmente ammalorato tanto da rendere di fatto impossibile la determinazione dello spessore tramite ultrasuoni.

L'esame di screening con onde guidate a corto raggio (MRUT) ha confermato un diffuso stato di corrosione interna molto irregolare, in particolare per i primi tratti a monte (identificati con A, B e C nello schema generale alle pagine precedenti).

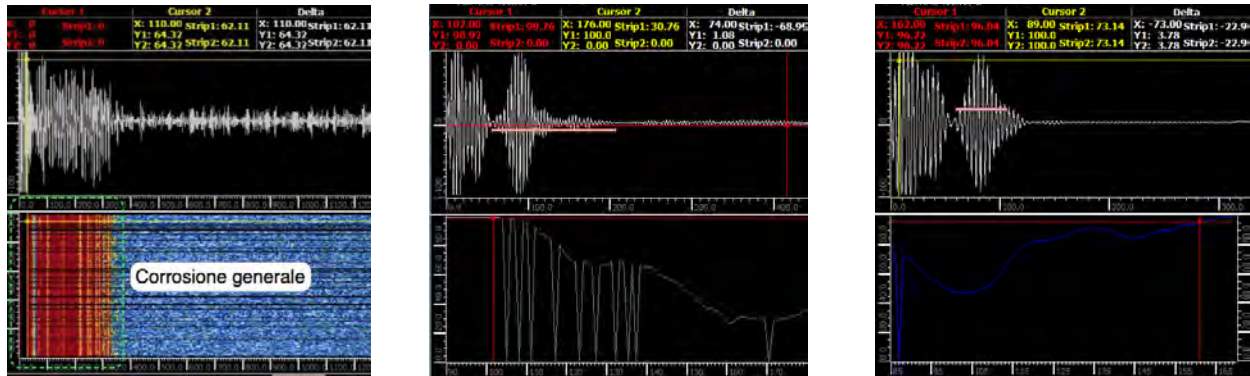


Figura 4. Estratto dal report MRUT per la parte a monte, intermedia ed a valle.

Il rilievo della profondità dei crateri sulla faccia esterna della tubazione, localizzati nella zona sotto l'attraversamento stradale, ha infine permesso di caratterizzare le perdite di metallo localizzate dovute a corrosione crateriforme e di eseguirne una valutazione mirata in sede di FFS.

4. Elaborazione statistica degli spessori

Partendo dagli spessori rilevati, per ogni tronco si è estratto il minimo assoluto t_{mm} e calcolato lo spessore medio t_{am} , che sono stati confrontati con gli spessori misurati nel 1985, se disponibili ed univocamente attribuibili ad una posizione, o a quelli nominali ricavati da disegno, ove disponibile, o ragionevolmente ipotizzati se non si sono trovati riscontri a disegno.

L'analisi dei dati ha messo in rilievo uno stato di corrosione molto diffuso ed irregolare in particolare nelle sezioni A, B e C, nelle quali si evidenziano anche vari punti isolati a spessore ridotto (minimi locali) ed un paio di zone a spessore ridotto più estese, sulle quali sono state eseguite misurazioni con maglia più fitta (10mm), come indicato in precedenza.

Al termine dell'elaborazione delle misure, per ogni sezione si è considerato il valore massimo del tasso di corrosione C_{rate} fra quelli ottenuti, e si è quindi potuto ottenere lo spessore di corrosione futura: $FCA = C_{rate} \cdot R_{life}$, dove R_{life} è la vita residua ipotizzata per il componente.

- Sezione A-B: 0.036 mm/anno
- Sezione C: 0.046 mm/anno
- Sezione D: 0.042 mm/anno
- Sezione E: 0.065 mm/anno
- Sezione F-G: 0.068 mm/anno

Per ogni sezione sono state eseguite numerose misure di spessore ($n > 15$ per sezione) e di conseguenza, nel rispetto delle indicazioni della norma API579-1 [5], si è potuto

calcolare il coefficiente di variazione (COV), dato dal rapporto tra deviazione standard e valore medio degli spessori. Il COV consente di caratterizzare il danneggiamento: un valore basso (<10%) indica una perdita di metallo "generalizzata", mentre un elevato valore di COV fa presumere la presenza di zone a spessore ridotto molto localizzate, ossia uno stato di corrosione non uniforme, come confermato anche dalle analisi di screening nel nostro caso.

5. Analisi di integrità Fitness-For-Service

La presenza di danneggiamento sulla condotta richiede la valutazione dell'idoneità della stessa all'esercizio e la stima di una vita residua per poter programmare gli eventuali interventi di manutenzione e la prossima campagna di controlli.

Le suddette valutazioni vengono eseguite secondo le modalità della norma API579-1 secondo la quale tale calcolo può essere portato a termine con procedimenti di complessità crescente (Analysis level 1, 2 e 3), cui corrispondono stime di vita residua aventi margini di sicurezza via via meno elevati e cautelativi.

In sintesi, la norma API579-1 suddivide le attrezzature a pressione in tipologie (par. 4.2.5):

- Type A: esiste un legame diretto fra pressione e spessore della parete;
- Type B, Class 1: come Type A, ma con l'aggiunta di carichi esterni che sono determinanti per il calcolo dello spessore minimo della membratura;
- Type B, Class 2: non esiste un'equazione che correla pressione e carichi allo spessore della membratura, tuttavia esistono delle procedure a codice per il calcolo di uno spessore minimo che assicura una adeguata resistenza
- Type C: non esistono equazioni o procedure a codice per il calcolo dello spessore minimo della membratura (p.e. componenti per le quali è richiesta analisi FEM).

Il livello minimo dell'analisi da eseguire su un componente è funzione della sua tipologia.

Per quanto concerne le analisi che seguono, possiamo assumere che la condotta sia un componente Type B class 1 visto che oltre alla pressione, anche i carichi dovuti al peso e ad azioni esterne (sisma, dilatazioni termiche, carichi dinamici dovuti al moto del fluido) sono rilevanti nel definire lo spessore minimo della membratura.

Alla luce delle misure effettuate e delle analisi statistiche condotte sulle stesse, risultano evidenti due meccanismi di danneggiamento prevalenti ed estesi, per i quali si eseguono i calcoli di vita residua secondo le indicazioni della norma API 579-1:

- Perdita di metallo generalizzata per danno da corrosione diffusa della superficie interna, e le LTA individuate sui tronchi a monte: Sec.4 Level 2
- Perdita di metallo localizzata per la corrosione crateriforme individuata sulla superficie esterna in prossimità dell'attraversamento stradale: Sec.5 Lev.1/2

Dal punto di vista operativo, per i tronchi con valori del COV non elevati ($\leq 10\%$) le valutazioni strutturali sono state eseguite partendo dallo spessore minimo o dal medio rilevato (si veda di seguito) opportunamente ridotto in funzione del FCA

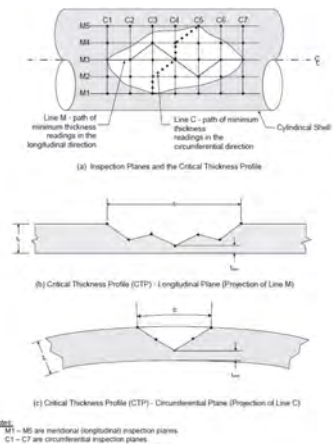
calcolato per la vita residua ipotizzata R_{life} , ed eseguendo quindi una analisi globale secondo EN 13480-3 [6] per mezzo del software commerciale per pipeline stress-analysis AutoPIPE Advanced CONNECT edition di Bentley.

Per le due LTA individuate, come detto, si è invece seguito il metodo CTP (Critical Thickness Path, illustrato a lato) che prevede l'individuazione di due percorsi ortogonali, uno in direzione meridiana(m) e l'altro circonferenziale(c), passanti per il punto di spessore minimo e per i minimi nella relativa direzione.

Individuati tali percorsi, la procedura prevede il calcolo dello spessore medio nelle due direzioni sulla base dell'estensione dei due percorsi (s e c) o, se risulta inferiore, della lunghezza

$$L = Q \cdot (D \cdot (t_{am} - FCA))^{0.5}$$

dove D è il diametro interno corrosivo e Q un coefficiente fornito dall'API 579-1.



6. Stress analysis secondo EN 13480-3 e FEM

L'analisi globale ha preso in considerazione i seguenti carichi permanenti:

- Peso proprio della tubazione (tubi ed accessori vari di linea) e del fluido contenuto;
- Pressione interna, variabile in funzione della differenza di quota rispetto al pelo libero della vasca di carico, ovvero lungo lo sviluppo della condotta;
- Carico inerziale sulle curve
- Reazioni vincolari date dai vincoli modellati per riflettere il reale funzionamento delle selle che reagiscono interamente solo a compressione e per attrito a taglio;

Sono state inoltre considerate anche le seguenti azioni definite occasionali ai sensi di EN 13480-3 par. 4.2.5.2, Annex A:

- Azione dinamica del fluido nel transitorio (colpo d'ariete dovuto alla manovra rapida della valvola a valle). L'entità della sovrappressione è data dalla legge di Joukowski:

$$\Delta p = \rho \cdot a \cdot \Delta v$$

Il software impiegato è in grado di svolgere un'analisi dinamica considerando tale tipo di carico, la cui intensità massima dipende dal tempo di chiusura che, cautelativamente, è stato ipotizzato pari a $t = L/2a = 0.9s$ (con L=lunghezza della tubazione).

- Ai sensi del paragrafo 4.2.5.3 della EN 13480-3, risulta eccezionale il carico sismico che viene determinato come prescritto dalle NTC2018.

Sono infine di natura secondaria:

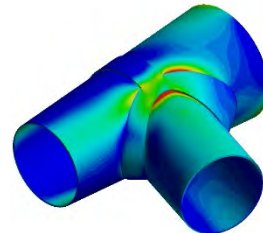
- carichi termici valutati per una variazione di temperatura da -10° a $+60^\circ C$, ipotizzate sufficientemente lente da non far insorgere gradienti di temperatura nello spessore del materiale.

Per quanto concerne le caratteristiche del materiale, in mancanza di dati e documentazione progettuali e nell'impossibilità di effettuare prelievi per eseguire prove di laboratorio, si è eseguita una ricerca bibliografica ed assunto quali parametri di resistenza ed elasticità quelli dell'acciaio più diffusamente impiegato attorno agli anni '40 per la realizzazione di questo tipo di manufatti, ovvero "SM Steel" (tratto da [7]):

Modulo di Young:	212000 MPa @ RT
Modulo di Poisson:	0.3
Densità:	7850 kg/m ³
Coefficiente di espansione termica:	1.3·10 ⁻⁵ °C ⁻¹
Carico di snervamento minimo ($R_{p0.2t}$):	180 MPa @ RT (SM steel)
Carico di snervamento minimo ($R_{p0.2t}$):	180 MPa @ +60 °C (SM steel)
Carico di rottura minimo:	300 MPa (SM steel)
Tensione ammissibile f:	120 MPa @ +60 °C (EN 13480-3)

Il software AutoPIPE è in grado di eseguire l'analisi della tubazione considerando i succitati carichi e di creare le combinazioni di carico ed eseguire le verifiche di resistenza secondo quanto previsto della EN 13480-3, applicando ove necessario i fattori di intensificazione degli sforzi (SIF) forniti dall'utente per le componenti non codificate.

Nel nostro caso gli stacchi a tee con fasciature chiodate hanno richiesto la modellazione FEM per ricavare dei valori dei SIF da introdurre nelle verifiche, ottenuti con il metodo classico per tee fuori standard (si veda anche Mair, 2013 [8] e Scano, 2014 [9]).



Le analisi svolte sono non lineari per geometria, includono eventuali lift-off dai supporti e gli attriti sugli stessi.

Sono inoltre inclusi l'effetto Bourdon sulle curve, il "pressure stiffening" e gli effetti del secondo ordine dovuti all'allungamento dei tubi per pressione.

Sono state portate a termine delle stress analysis in varie condizioni di spessore della condotta:

- spessore nominale
- spessori t_m^* rilevati nel 2021
- spessore previsto a 2 anni a partire da t_m^* e C_{rate} ricavati in precedenza
- spessore previsto a 5 anni a partire da t_m^* e C_{rate} ricavati in precedenza
- spessore previsto a 10 anni a partire da t_m^* e C_{rate} ricavati in precedenza

Il valore di t_m^* è stato assunto dapprima pari al minimo misurato per i vari tronchi t_{mm} , e quindi al valore medio delle misure eseguite sugli stessi t_{am} .

Le analisi svolte mostrano che lo sfruttamento del materiale è pari a circa 85% già in condizioni di progetto (spessori nominali).

Passando agli spessori ottenuti dalla campagna di misure si è ottenuto che:

partendo cautelativamente dai valori minimi misurati per ogni sezione, si hanno vari tronchi non verificati sia in condizione attuale (2021) che con gli spessori previsti in futuro.

I tassi di sfruttamento massimi dei tronchi non verificati sono compresi nel range 131÷161%.

Le stesse analisi sono state quindi condotte ricavando lo spessore di calcolo dal valore medio degli spessori misurati t_{am} al posto del minimo t_{mm} : $t_{calcolo} = t_{am} - C_{rate} \times$

R_{life}

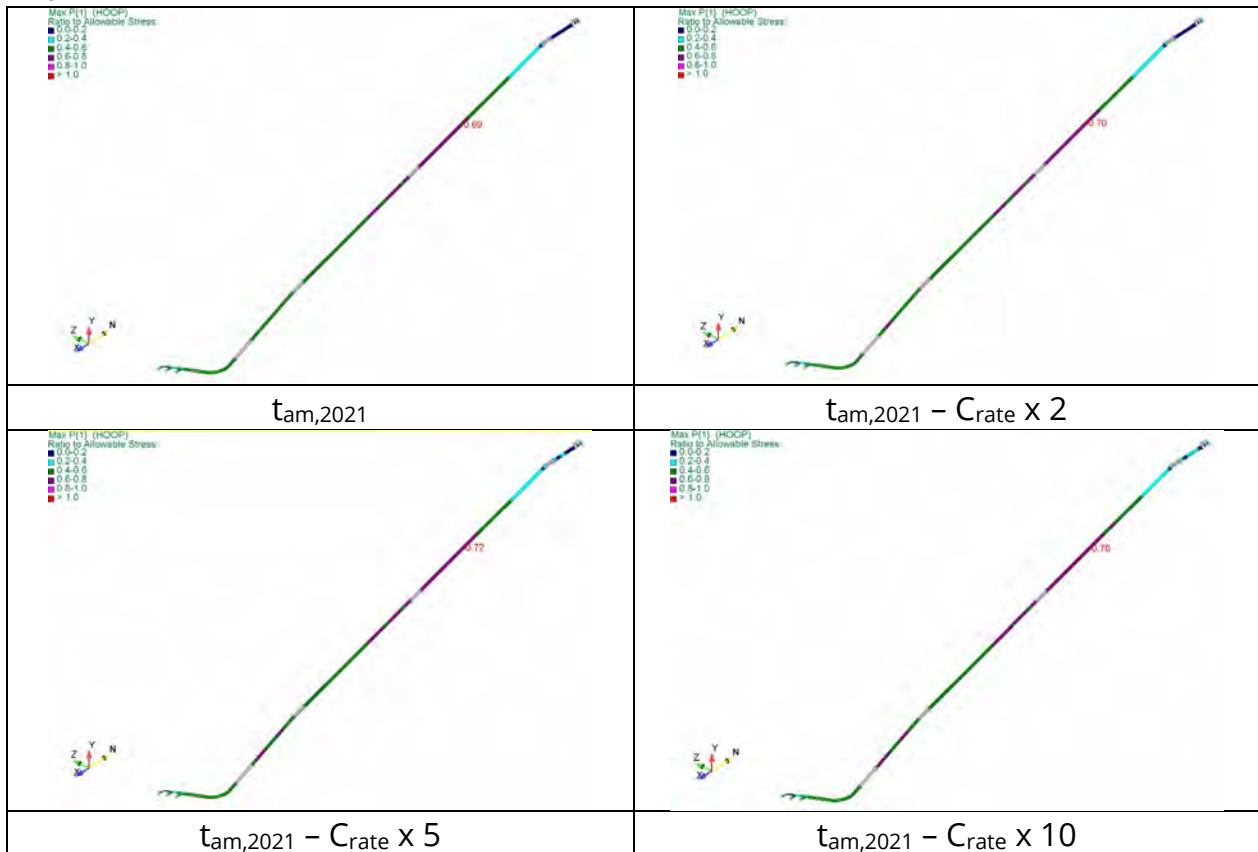


Figura 5. Le verifiche risultano soddisfatte partendo dagli spessori medi misurati.

La valutazione della vita residua si è infine basata spessori a termine ottenuti partendo da valori intermedi fra i t_{mm} e i t_{ma} e nel calcolo, come ammesso dalla API 579-1 per analisi Level 2, si è applicato anche il $RSF_a = 0.9$, che consente di ottenere valutazioni meno cautelative, pervenendo ad una stima di 6 anni.

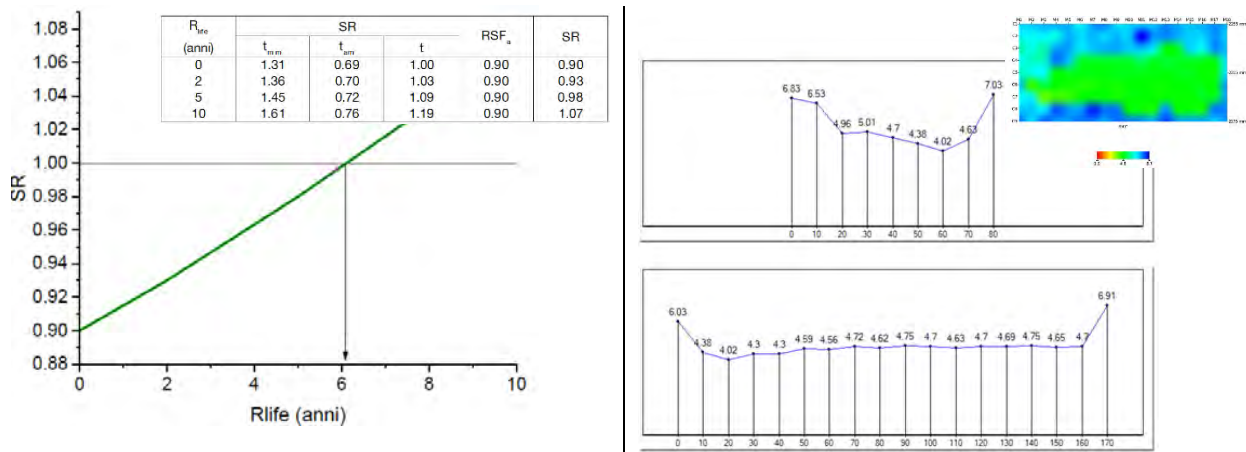


Figura 6: estrapolazione della vita residua ed estratto valutazione CTP per le LTA.

La vita residua per corrosione localizzata, valutata secondo le indicazioni della API579-1 Sec.4 è stata calcolata con l'ausilio del software Codeware INSPECT per le due LTA riscontrate, ed è risultata superiore ai 10 anni, e quindi non determinante.

7. Stabilità della tubazione nei confronti di sovrappressioni

Un'ultima verifica è stata condotta nei confronti della stabilità delle tubazioni nei confronti della sovrappressione da colpo d'ariete.

Tale verifica è stata effettuata mediante analisi di tipo explicit-dynamics con il software commerciale FEM ANSYS Mechanical Enterprise, su un modello dei tronchi C33 e C34 in condizioni di minimo spessore al termine della vita residua di 6 anni calcolata in precedenza, ovvero con spessori pari a 2.02mm e 3.22mm rispettivamente.

L'entità della sovrappressione è valutata con la già citata legge di Joukowski, mentre il comportamento elasto-plastico del materiale è stato descritto con una curva di incrudimento calcolata secondo la teoria di Ramberg-Osgod (API 579-1 Annex 2E, par. 2E.3.4) che è un modello di tipo "isotropic-hardening", associato ad un criterio di rottura del materiale basato su un limite alla deformazione plastica equivalente al 20%.

Il carico impulsivo, infine, è stato modellato con una rampa gaussiana di lunghezza pari all'intervallo di tempo richiesto alla perturbazione per attraversare i due trochi in esame ovvero circa $3.68e-3s$.

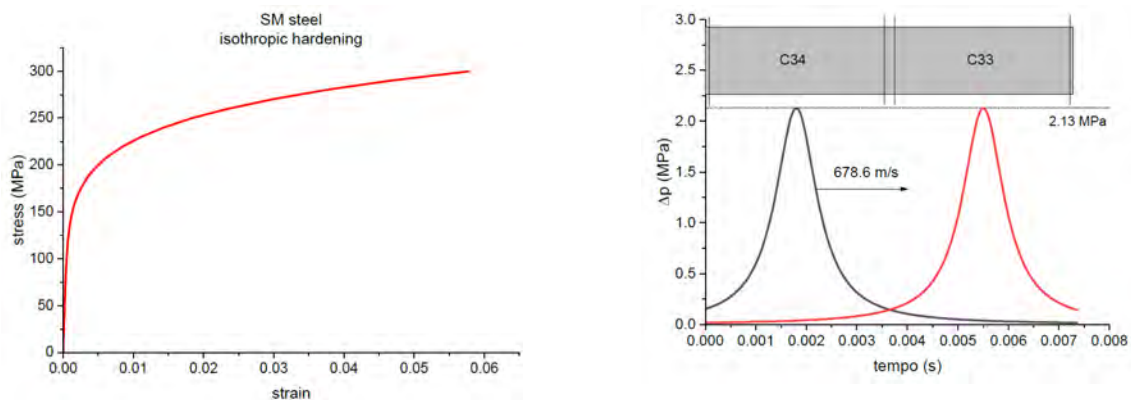


Figura 7. Curva stress-strain del materiale e rampa gaussiana per il carico impulsivo

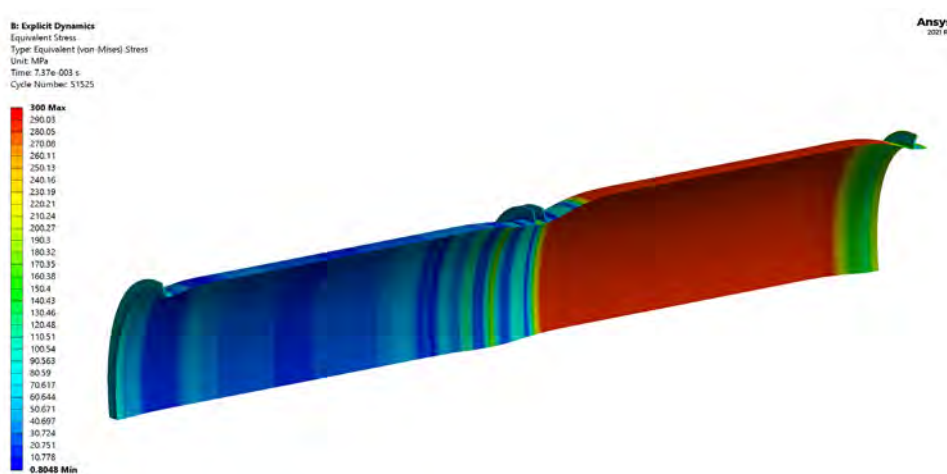


Figura 8. Picco di deformazione sotto l'azione del carico impulsivo da sovrappressione (colpo d'ariete).

L'analisi explicit-dynamics è giunta a termine evidenziando stati deformazione notevoli, che tuttavia non sono superiori al limite di deformazione plastica assunto come criterio di rotture del materiale, e ne attestano quindi una sufficiente resistenza.

8. Conclusioni

La campagna di rilievi e misure effettuate e la successiva elaborazione dei dati hanno consentito di ottenere per ogni tronco dei valori di spessore minimo e medio, ed una stima del tasso di corrosione di lungo periodo basata sugli spessori misurati nel 1985 o, in mancanza di questi, sugli spessori nominali.

È stato inoltre possibile evidenziare i meccanismi di danno in atto ed eseguire specifiche e mirate analisi di FFS in conformità alla norma API 579-1, avvalendosi di vari strumenti software per l'esecuzione di stress-analysis dell'intera condotta e di studi di dettaglio per ottenere i SIF appropriati per gli elementi non standard impiegati nella realizzazione dell'opera, oltre che per le analisi di integrità delle zone a corrosione fortemente localizzata.

Le stress analysis eseguite sull'intera condotta hanno preso in considerazione i carichi da pressione interna ed anche quelli dovuti al sisma, al moto del fluido ed alle sovrappressioni dovute alla chiusura rapida a valle. Gli effetti del colpo d'ariete sono stati dapprima valutati sull'intera opera ed in seguito approfonditi con un modello FEM 3D ed un'analisi di tipo explicit-dynamics eseguita sui due tronchi risultati più sollecitati da tale tipo di carico.

Al termine delle elaborazioni è stato quindi possibile fornire una stima della vita residua della condotta e stabilire un congruo periodo di ricontrollo della stessa.

Inoltre, sono state individuate le componenti maggiormente usurate e sollecitate, fornendo uno possibile criterio oggettivo per una razionale pianificazione dei lavori di manutenzione straordinaria dell'opera.

9. Bibliografia

- [1] UNI EN ISO 9712:2012 "Prove non distruttive – Qualificazione e certificazione del personale addetto alle prove non distruttive"
- [2] Norme Tecniche per le Costruzioni – NTC2018
- [3] "Direttiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione"
- [4] INAIL Linee Guida Ed. 2012 "Esame visivo e spessimetria – Procedura sperimentale di verifica delle attrezzature a pressione"
- [5] ASME "API 579-1/ASME FFS-1 Fitness-For-Service", American Society of Mechanical Engineers, New York, 2021
- [6] EN 13480-3 "Tubazioni industriali metalliche - Parte 3: Progettazione e calcolo", 2021
- [7] ITCOLD Comitato Nazionale Italiano delle Grandi Dighe, 2019, "Condotte Forzate"
- [8] Mair D., 2013, "Stress intensification factors for fabricated lateral piping connections", PVP2013-97220, ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 14-18, 2013, Paris, France
- [9] Scano L., 2014, "Stress Intensification factors for unreinforced elbow branch connections in old carbon-steel pipelines", PVP2014-28528, ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 20-24, 2014, Anaheim, California

Forni reforming catalitico: fenomeni di degrado su tubazioni in acciaio hp grade

M. Giuffrida, C. Grazioli, M. Platania

Inail - Uot di Messina

Abstract

Le tubazioni in acciaio ad elevato tenore di nickel e cromo, trovano specifici utilizzi nell'ambito delle attrezzature a pressione che operano in condizioni gravose, in quanto garantiscono una maggiore efficienza con alte temperature di esercizio (tra 800°C e 950°C). Tali materiali, austenitici altamente legati, sono classificati come HP *grade* (*high performance steel*).

In ambito petrolchimico, vengono impiegati tubi in HP *grade* nei forni *steam reforming* per la produzione di idrogeno; questi tubi, detti catalitici, posti all'interno della camera di combustione, allineati in posizione verticale, sono interessati al loro interno da una reazione endotermica, alimentata in sommità da bruciatori, che determina a valle la produzione di idrogeno.

Il danno più frequente è legato alle alte temperature che possono determinare scorrimento viscoso, causato da un locale surriscaldamento del componente, ma anche un fenomeno di ovalizzazione dei tubi. Le indagini sperimentali evidenziano velocità di degrado non lineari nel tempo, che inducono gli utilizzatori a monitorare i fenomeni di degrado ed anticipare interventi di riparazione rispetto alle previsioni di vita utile, al fine di esercire in sicurezza evitando fermate di manutenzione non programmate.

Per valutare il degrado nei tubi catalitici, vengono adottati metodi innovativi di CND: correnti indotte, per individuare eventuali cricche, e lettura a mezzo laser del diametro per l'ovalizzazione.

La memoria vuole rappresentare le casistiche inerenti ad alcuni forni per *reforming* catalitico, considerando le evidenze sperimentali riportate in letteratura e le osservazioni in campo.

Keywords: tubi catalitici, HP grade, scorrimento viscoso.

1. Introduzione

I forni per reforming sono, allo stato attuale, ampiamente utilizzati nell'industria petrolchimica, anche a seguito delle richieste del mercato, per esempio di combustibili per autotrazione, che necessita di quantità notevoli di idrogeno. Questa tipologia di forni è quindi una parte essenziale per il processo produttivo, che prevede un certo numero di tubi riempiti con un catalizzatore (per esempio a base nichel),

allineati generalmente in direzione verticale e disposti per file parallele, a formare un percorso di flusso attraverso il forno stesso. Una miscela d'idrocarburi e vapore viene fatta fluire dall'alto all'interno dei tubi costantemente riscaldati ad elevata temperatura (tipicamente compresa tra 850 e 900° C) poiché le reazioni sono endotermiche. L'alta temperatura è garantita da appositi bruciatori disposti all'interno della camera di riduzione, e la reazione trasforma la miscela nella fase di attraversamento dei tubi catalitici, fino ad ottenere in uscita un composto gassoso ricco in idrogeno (65%÷75%); a valle, successivi livelli di reazione del gas di sintesi, consentono una produzione ulteriore di idrogeno (fig.1) [1].

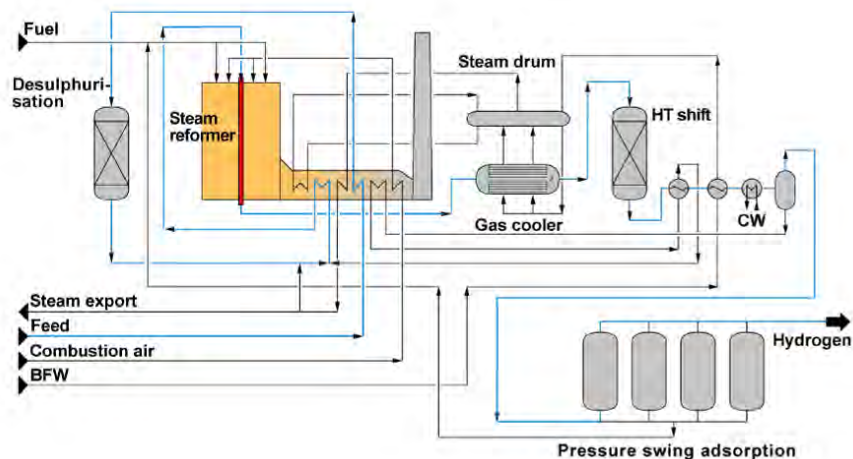


Figura 1. Schema di un impianto "steam reforming" per la produzione di idrogeno [1].

Nel processo di "steam reforming catalitico", la temperatura non risulta uniformemente distribuita, poiché la reazione endotermica avviene in quantità superiore nella parte alta del tubo e via via in quantità minore verso la parte bassa (uscita), dove si riduce lo scambio termico; ciò si riflette in temperature di pelle dei tubi intorno ai 490 °C- 550 °C nella parte superiore e maggiori nella parte inferiore, tra 800 e 1000 °C, mentre i valori di pressione si mantengono più o meno costanti (intorno 30-40 bar).

I tubi sono soggetti a condizioni estremamente impegnative a causa della tipologia dei processi coinvolti, si configurano quindi quali componenti più critici dei forni per reforming, di conseguenza va prestata grande attenzione nella scelta del materiale: si utilizzano infatti acciai austenitici ad alta lega, classificati *HP grade* (*high performance steel*) ad elevato tenore di nickel e cromo, specifici per alte temperature d'esercizio (850-950°C), che offrono in generale una migliore resistenza alla rottura per scorrimento ed alla corrosione rispetto agli acciai tradizionali [2].

2. I tubi catalitici

Negli ultimi decenni, gli acciai HP sono ampiamente utilizzati per la produzione di tubi resistenti al calore impiegati in impianti petrolchimici, sia in unità destinate ad ottenere idrogeno che in quelli per la produzione di metanolo o etilene. Questi tubi

radianti sono esposti, durante il servizio, a temperature piuttosto elevate e a pressioni interne relativamente alte, vengono quindi progettati per resistere a un ciclo di vita nominale di 100.000 h e lavorare a temperature fino a 980°C e pressioni interne di 10-40 bar [3].

L'esperienza operativa e l'analisi dei dati in letteratura evidenziano che un innalzamento di poche decine di gradi può portare ad una drastica riduzione del tempo di vita di un tubo catalitico, pertanto lo sviluppo di materiali dalle prestazioni più elevate, quali sono gli acciai HP *grade*, ha consentito un graduale innalzamento della temperatura massima d'esercizio per questo tipo di componenti, garantendo di pari passo una maggior efficienza dei processi ed una riduzione dei costi totali di produzione (nel processo di *steam reforming*, per esempio, all'aumentare della temperatura aumenta la produzione di idrogeno).

I tubi suddetti sono generalmente realizzati in acciaio austenitico fuso, resistente al creep. Gli acciai cosiddetti della serie H funzionano a temperature vicino a 1000 °C [3], come il grado HK (25 Cr, 20 Ni, 0,4 C) o HP (26 Cr, 35 Ni, 0,4 C); la resistenza di questa lega dipende dai carburi di Cr, che subiscono effetti di danneggiamento termico durante il lungo periodo di servizio e possono essere stabilizzati con l'aggiunta di elementi micro-leganti (Nb e Ti) [4] [5]. In particolare, il grado HP-40 (25Cr-35Ni-0,4C-Fe) è diventato di uso comune per le sue buone proprietà meccaniche alle alte temperature di esercizio: i tubi in questo materiale sono prodotti mediante colata centrifuga e modificati con niobio (tab.1) per offrire eccellenti proprietà meccaniche alle alte temperature [4] [5].

C	Si	Mn	Cr	Ni	Nb	Fe
0.40	1.50	1.50	25.00	35.00	1.50	Bal.

0.2% YS Limit	Tensile Strength	Elongation ($L_0 = 5D_0$)	Thermal expansion 20-1000°C
220 MPa	440MPa	8%	$18.5 \times 10^{-6}/K$

Tabella 1. Composizione chimica nominale e caratteristiche meccaniche della lega HP40 [4].

Per quanto riguarda l'efficienza del trasferimento termico, più che la composizione chimica è il *design* del tubo ad essere il fattore determinante, cosicché le prestazioni migliori si ottengono con tubi centrifugati la cui superficie interna è costituita da rientranze alternate a sporgenze al fine di rendere massimo lo scambio termico tra il metallo ed il fluido all'interno. Un difetto intrinseco della colata centrifuga è la presenza di un'alta densità di pori sulla superficie interna del tubo, i quali vengono rimossi con una adeguata lavorazione di finitura in quanto possono aumentare la superficie esposta all'attacco della carburizzazione.

Sebbene i tubi siano solitamente progettati per una durata di 100.000 h (11,4 anni) sulla base della Recommended Practice 5301 dell'American Petroleum Institute (API)

[6], la loro durata media effettiva varia da circa 30.000 a 150.000 ore, a seconda delle condizioni di esercizio, e diventa critica già intorno alle 40000 h. Per questo le nuove ricerche del mercato produttivo si sviluppano verso un progetto di materiale ibrido per migliorare le prestazioni di questi componenti, alla luce dell'applicazione industriale prevista, ma con un equilibrio tra estensione della vita utile, riduzione del peso e aumento della temperatura di esercizio. Si realizzano quindi tubi rinforzati con varie disposizioni di fili esterni che hanno, per esempio, una resistenza al creep sostanzialmente maggiore rispetto al materiale del tubo; anche l'uso di un rinforzo refrattario intrecciato è un concetto particolarmente nuovo, che si sta esplorando per la riduzione del creep delle tubazioni.

3. Fenomeni di degrado

I tubi catalitici, esposti a temperature e pressioni elevate, spesso presentano cricche e cedimenti prematuri rispetto al loro normale ciclo di vita: i motivi di degrado del materiale durante il funzionamento sono essenzialmente di tipo metallurgico, meccanico e chimico e dipendono dal tipo di esercizio e dall'ambiente in cui opera l'impianto e/o il componente.

A seguito degli inevitabili danni riscontrati, negli ultimi due decenni sono state condotte molte ricerche in questo settore: gli studi presenti in letteratura, in contesti diversificati, hanno permesso di individuare le forme di danneggiamento per questo tipo di materiale, imputabili alle gravose condizioni operative, e i metodi di valutazione dell'entità dei danni.

Le risultanze mostrano che i tubi catalitici di impianti diversi hanno subito un degrado dopo una frazione di vita utile compresa tra 40000 h e 50000 h e le forme più pericolose e frequenti di danneggiamento che possono insorgere sono surriscaldamento e scorrimento viscoso (creep), fatica termica, carburizzazione, corrosione e ossidazione [2].

In particolare in impianti di reforming, il danno più frequente è quello dovuto a scorrimento viscoso, quasi sempre causato da un locale surriscaldamento del componente, soprattutto nella parte inferiore dei tubi; a causa dell'esposizione prolungata alle alte temperature, la microstruttura del materiale è soggetta a degrado: questo inizia all'interno della parete del tubo a circa due terzi della superficie esterna, rendendo molto difficile il rilevamento in situ. In genere, nelle prime fasi si verifica la precipitazione di carburi, in seguito, si assiste a una riduzione della resistenza ed a infragilimento a causa della coalescenza e dell'ingrossamento dei carburi. L'ulteriore degrado può portare a danni da cavitazione per scorrimento, microcricche e alla propagazione finale di macro-cricche (fig.2): in casi estremi si sono sviluppate cricche longitudinali (fig.3) che sono penetrate nell'intero spessore del tubo, determinando un cedimento [7] [8].

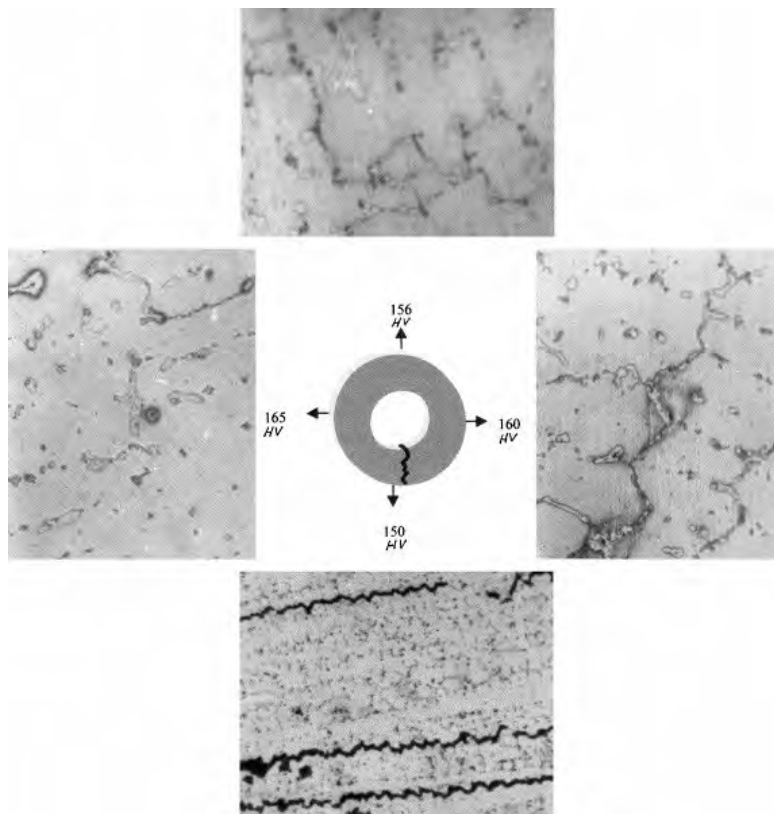


Figura 2. Evoluzione del degrado microstrutturale osservato con ottica metallografica, con indicazione dei valori di durezza. [8]

In alcuni processi chimici, un'altra forma di danneggiamento dei materiali è la carburizzazione o *metal dusting*, più frequente ad esempio nella produzione di etilene: a temperature elevate ed in presenza di alcune miscele di reagenti, si può determinare la deposizione di coke sulla superficie interna dei tubi catalitici, fenomeno che porta all'assorbimento di carbonio nella matrice metallica. La carburizzazione può alterare significativamente le proprietà meccaniche del materiale, riducendo la resistenza al creep, inoltre può generare forti tensioni interne, dovute all'aumento di volume dello stesso materiale, favorendo la formazione di cricche e rotture anticipate, infine comporta la disattivazione del catalizzatore ed una riduzione dello scambio termico tra metallo e fluido di processo, con conseguente innalzamento locale della temperatura [4].

Per questa ragione è importante monitorare l'eventuale formazione di coke e di conseguenza gestire e pianificare opportuni processi di pulizia. Il monitoraggio delle incrostazioni interne avviene attraverso il controllo della perdita di carico in continuo tra ingresso e uscita. L'eliminazione del deposito di coke nella superficie interna avviene, durante le fermate di manutenzione impianto, attraverso immissione di solo vapore (processo di steaming) ad alta temperatura (tra 730 °C e 780 °C) per una durata variabile tra le 12 e le 48 ore [9]. Il suddetto processo di decoking permette di rigenerare il catalizzatore e pulire lievemente la superficie interna dei tubi. La completa pulizia dalle incrostazioni viene invece effettuata, dopo avere scaricato il

catalizzatore, con una fresa pneumatica ad espansione che scrosta il materiale depositato all'interno dei tubi, senza intaccare la superficie metallica.

Durante il decoking, comunque, i tubi possono essere sottoposti ad un aumento di temperatura oltre i valori normali; quindi, un decoking frequente accelera il danno termico, un decoking meno frequente, invece, aumenta il tasso di attacco della carburizzazione. I risultati sperimentali hanno mostrato che la modalità di rottura di un tubo spesso è una combinazione dei due fenomeni sopra esposti, in quanto se è vero che la frattura intergranulare (cricca) (fig.3) avviene per deformazione da scorrimento, tuttavia, essa è accelerata da un attacco di carburizzazione che infragilisce il materiale [10].

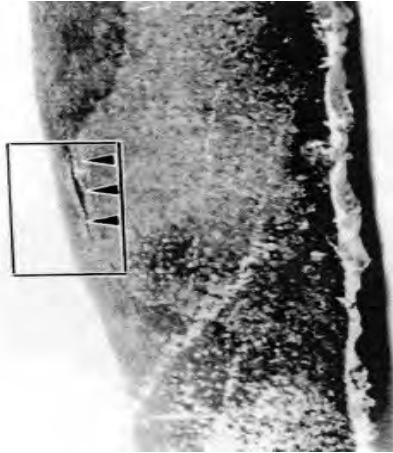


Figura 3. Cricca longitudinale in un tubo (cedimento localizzato) [13].

Le alte temperature possono comportare anche un fenomeno di deformazione plastica [9]: il degrado delle caratteristiche meccaniche, sempre connesso allo scorrimento viscoso, si manifesta in questo caso come una lenta deformazione del materiale sotto sforzo, causato principalmente dalla pressione interna (stress di cerchio), che si traduce in un cambiamento permanente della forma lungo l'asse longitudinale, ossia una crescita diametrica dei tubi determinata dal movimento delle dislocazioni o da fenomeni di diffusione nelle matrici metalliche, e favorita, probabilmente, anche dalla geometria di impianto (installazione verticale con fissaggi alle estremità).

Infine, si rileva il degrado dovuto a probabili processi di ossidazione o corrosione, che si manifesta con uno strato irregolare di materiale, dalla struttura porosa, che si sovrappone alla matrice austenitica. L'alterazione del materiale in corrispondenza della superficie può portare alla formazione di incrostazioni aderenti, nel caso di ossidazione, ovvero ad un assottigliamento generale o localizzato, con perdita di metallo, nel caso della corrosione; l'alterazione è dovuta al contatto con il fluido di processo; quindi, è funzione delle differenti tipologie di carica impiegata e, a lungo andare, può portare alla formazione di cricche. Tuttavia, diversi studi sui meccanismi di rottura dei reformer HP concordano sul fatto che, nella maggior parte dei casi, l'ossidazione (o la corrosione) gioca un ruolo secondario nella rottura rispetto alle cause del creep; inoltre la formazione di una scaglia di ossido protettivo che impedisce la diffusione del C nella lega è efficace nel ridurre l'entità dell'attacco di carburizzazione [10].

3.1. Scorrimento viscoso nei tubi catalitici

Dato che, per le tubazioni realizzate in acciaio, lo scorrimento viscoso rappresenta uno dei principali fenomeni di danneggiamento, risulta significativa la valutazione del

conseguente degrado, tenendo conto delle reali ore di esercizio e dei dati storici, in riferimento alla "vita utile" del componente.

Le disposizioni normative definiscono adempimenti per le attrezzature a pressione soggette a creep e fissano le procedure di calcolo per stabilire la "vita residua", la periodicità dei controlli necessari e le competenze dei soggetti coinvolti. In maniera sintetica ricordiamo le seguenti:

- D.Lgs. 81 del 9 aprile 2008, T.U. per la sicurezza – stabilisce per le attrezzature che lavorano in regime di scorrimento viscoso o di fatica oligociclica l'obbligo del datore di lavoro effettuare la valutazione;
- D.M. 11 aprile 2011, all.II – specifica che per la valutazione si osservano le prescrizioni tecniche vigenti in materia e le autorizzazioni all'ulteriore esercizio vengono rilasciate dall'Inail;
- Circ. IspeSI 5 dicembre 2003, n.48 - Procedura tecnica per le verifiche di calcolo e controlli su componenti in pressione in regime di scorrimento viscoso del materiale;
- Specifica Tecnica UNI/TS 11325-2/4, Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione – Parte 2: Procedura di valutazione dell'idoneità all'ulteriore esercizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione soggetti a scorrimento viscoso; Parte 4: Metodi operativi per la valutazione di integrità;
- Norma UNI 11706:2018, Valutazione dello stato di conservazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione a seguito del degrado strutturale e metallurgico da esercizio dei materiali.

Sulla base delle procedure indicate, la vita residua viene calcolata ipotizzando che il funzionamento futuro sarà simile a quello passato; come riferimento si utilizza il valore di temperatura effettiva del periodo di funzionamento più recente, che, per definizione, include l'impatto dei cicli termici.

Secondo la UNI 11325/2 e la circ. n.48/03, per valutare lo stato di degrado sono utilizzati i seguenti controlli:

- esame visivo (VT) e controllo dimensionale;
- controllo magnetoscopico (MT) o con liquidi penetranti (PT);
- esame con ultrasuoni (UT), difettoscopico, per il controllo delle saldature;
- esame microstrutturale con replica metallografica [11].

In particolare, l'indagine metallografica è fondamentale per la valutazione del degrado del materiale, poiché individua la formazione di micro vuoti a bordo grano: la valutazione si basa sulla classificazione di Neubauer, che fissa quattro diversi livelli di danneggiamento. Infatti, l'evoluzione da creep di acciai resistenti ad alta temperatura è legata dapprima alla comparsa di cavità isolate (grado 2), che successivamente si allineano (grado 3) e gradualmente, tramite coalescenza, formano microcricche (grado 4) che portano ad avviare la rottura sotto forma di cavità o microfessure (grado 5) [11] [12].

Nel caso dei tubi catalitici invece è dimostrato che tale classificazione non risulta adeguata alla composizione metallurgica del materiale. Di fatto sporadicamente si sono evidenziati casi con un grado di danno significativo (grado 1/2 e 2) in considerazione del lungo periodo di esercizio; inoltre l'entità del danno da creep è raramente distribuita in modo uniforme su tutta la sezione trasversale di un tubo per reforming e questo incide nella procedura di campionamento per la metallografia, in quanto per la valutazione sono necessarie regioni e non solo segmenti della parete del tubo.

Sono state condotte alcune ricerche sul cedimento prematuro dei tubi HP dei reformer, secondo le quali il meccanismo di rottura delle leghe HP-Nb passa da intragranulare a grain boundary a temperature superiori a 1000 °C, cioè si manifesta un cambiamento nel creep, da slip-climb (scorrimento da dislocazione) a diffusione atomica (scorrimento al bordo del grano). Questo si spiega con la microstruttura delle leghe HP-Nb che consiste principalmente in una matrice di austenite con particelle di carburo complesse precipitate negli spazi interdendritici [9]; questa struttura cambia in modo significativo durante l'esercizio, poiché la temperatura più elevata in alcune aree, più vicine ai bruciatori o nella parte inferiore del tubo, provoca la dissoluzione delle particelle di carburo presenti, che costituiscono una barriera ai movimenti delle dislocazioni. Infatti, quasi tutti i pori da creep si formano a seguito della precipitazione di carburi secondari (di cromo e niobio) nella matrice di austenite; le caratteristiche più evidenti possono essere riassunte in termini di coalescenza e ingrossamento dei precipitati interdendritici che portano alla formazione di cricche (fig.4) [13]. La separazione e la diffusione degli elementi di lega nell'interfaccia precipitato/matrice porta alla formazione di regioni depresse che, a loro volta, determinano l'innesco e la crescita dei pori e, in ultima analisi, il creep fragile [14].

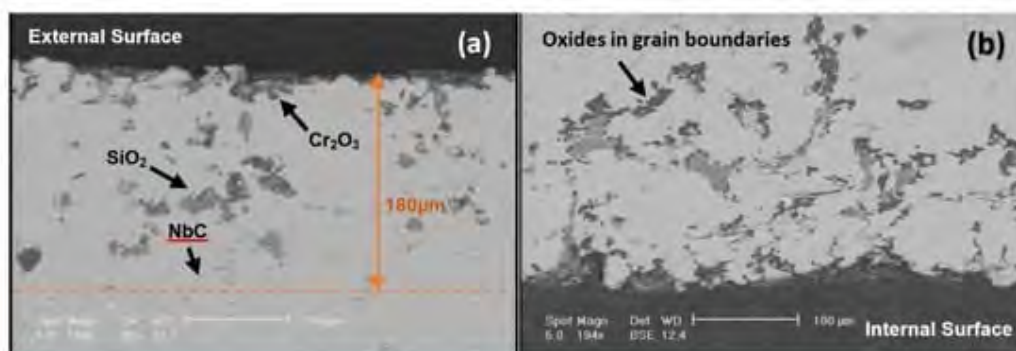


Figura 4. Micrografia di un tubo con ossidi e zone impoverite di cromo: (a) vicino alla superficie esterna; (b) vicino alla superficie interna [14].

Le macrocrepe si formano come risultato della coalescenza delle microcrepe, con un indice di crescita proporzionale alla deformazione, e crescono perpendicolarmente alla direzione della sollecitazione applicata; le crepe si verificano spesso nella fase finale del danno da scorrimento e immediatamente prima della rottura. Lo scenario

di cedimento è quindi schematizzato nelle seguenti fasi: inizio di cavità isolate, cavità allineate e formazione di microcricche accanto a particelle di carburo continue (fig.5).

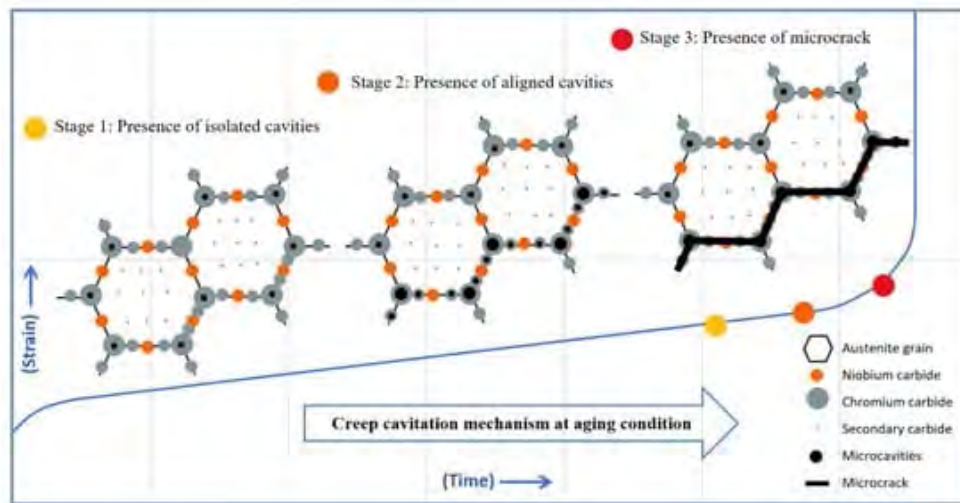


Figura 5. Meccanismo di iniziazione e crescita dei pori di creep durante il servizio [14].

È stato dimostrato quindi che l'innescò e la crescita di pori e microcricche da creep, dipende fortemente dalla morfologia strutturale, di conseguenza sono stati sviluppati materiali con l'aggiunta di titanio alla lega HP-Nb: infatti i tubi contenenti titanio hanno mostrato una maggiore stabilità termica e una maggiore resistenza al creep, dovuta alla formazione di particelle di carburo più fini e discrete [14].

4. Considerazioni finali

Sulla base degli approfondimenti bibliografici e dell'esperienza diretta, vengono sintetizzate alcune osservazioni.

I fattori che possono limitare la funzionalità dei tubi per reforming sono:

- carenze nel materiale in termini di proprietà meccaniche, difetti intrinseci, tolleranze di produzione;
- danni superficiali come decarburazione e carburizzazione;
- danni localizzati sotto forma di cricche o pori;
- surriscaldamento con e senza aumento di pressione.

Il surriscaldamento durante il servizio sembra tuttavia essere il principale responsabile del significativo degrado delle proprietà meccaniche e delle microstrutture, soprattutto nella parte inferiore del tubo. Una causa evidente deriva dalla strozzatura del *pigtail* del tubo; tale strozzatura durante il periodo di avvio, quando non vi è alcuna reazione endotermica all'interno del tubo, può causare il ristagno del flusso, che fa aumentare il tempo di permanenza del gas all'interno. Il soffocamento può essere causato però anche dal catalizzatore danneggiato: per evitare questo tipo di strozzatura, durante la carica è necessario prendere le dovute

precauzioni affinché non vi siano pezzi di catalizzatore rotti o qualsiasi altro materiale esterno.

L'osservazione delle lesioni su tubi danneggiati evidenzia che tutte le aperture sono avvenute sulle facce anteriori, ovvero quelle rivolte all'interno della camera di combustione, dove quindi ci si poteva aspettare temperature più elevate per la presenza dei bruciatori; l'idrogeno, che esce dai tubi lesionati, può fare aumentare a sua volta la temperatura e causare ulteriori danni di una certa entità.

Nel caso in cui i tubi del reformer abbiano subito un surriscaldamento simile durante il servizio, viene raccomandata la loro sostituzione; in alternativa, se le condizioni lo consentono, possono essere reinstallati ruotandoli di 180°.

D'altra parte, durante gli arresti imprevisti, i tubi sono esposti a un rapido raffreddamento che provoca uno stress termico; di conseguenza i tubi invecchiati sono più sensibili all'incremento dei danni microstrutturali da creep, con conseguente diminuzione del ciclo di vita prevista.

In alcuni casi, evidenziati da osservazioni in campo, il danno da creep si presenta come deformazione del diametro interno, non rilevata quindi dall'analisi metallografica. Sebbene la deformazione al momento del cedimento sia variabile (dipende in larga misura dal materiale e dalla storia termica), nella maggior parte dei casi i tubi crescono fino al 10% sulla superficie interna prima del cedimento.

Si noti che la deformazione a rottura sulla superficie esterna è sostanzialmente inferiore a quella interna; infatti, da un approfondimento sui dati rilevati tramite lettura laser esterna dei tubi di un catalizzatore, è emerso che il livello di deformazione da scorrimento era comunque basso e che le misurazioni di variazione del diametro erano influenzate dalle tolleranze di produzione. Si ritiene comunque necessario sostituire qualsiasi tubo che abbia registrato una crescita superiore ad una certa percentuale, inferiore comunque al 10%, indipendentemente dalla causa.

Ai fini della valutazione di vita residua dei componenti, è quindi necessario prendere in considerazione le criticità dovute al fenomeno di ovalizzazione; questo può essere indagato principalmente mediante lettura a mezzo laser del diametro interno ed esterno. Per questo tipo di indagine sono disponibili il metodo LOTIS (Laser Optic Tube Inspection System) [9] [15], che permette appunto la lettura in continuo del diametro interno, e più recente, il metodo MANTIS, che consente il tracciamento esterno dei tubi senza rimuovere il catalizzatore prima dell'ispezione. Si precisa che l'ispezione interna non è soggetta alle incertezze legate ai difetti di fabbricazione, in quanto, grazie alla lavorazione della superficie interna, la tolleranza è molto più stretta; può essere utile, laddove possibile, eseguire un'ispezione esterna prima che i tubi entrino in servizio, così da registrare le tolleranze di produzione ed eliminarle dal calcolo della deformazione da scorrimento.

Se ci soffermiamo sulle metodologie di valutazione della vita residua per l'idoneità al servizio, appare chiaro che i metodi di valutazione tradizionali quali Larson-Miller, non catturano adeguatamente il comportamento specifico delle leghe HP, per le quali, tra l'altro non sono disponibili in ambito normativo i dati di creep. In questi

metodi, vengono inseriti nel calcolo i dati di funzionamento effettivi, e non quelli di progetto: posto che una diminuzione della temperatura di soli 10-15°C comporta un raddoppio della vita di scorrimento, è lecito aspettarsi che un'estrapolazione di Larson Miller con una temperatura di esercizio effettiva, inferiore per esempio di 100°C alla temperatura di progetto ($T_{es} = 850$ °C, $T_{pr} = 950$ °C), possa comportare una vita utile di lunga durata. Del resto, una grande differenza tra le temperature di progetto e quelle di esercizio determina un'entità della deformazione da creep estremamente bassa, come emerge di fatto dai risultati dei controlli standard.

Alcuni studi propongono una stima del degrado utilizzando un approccio di meccanica della frattura non lineare; la metodologia introduce l'utilizzo di curve caratteristiche per valutare il danno e la vita residua dei tubi del reformer [16]. È possibile inoltre valutare l'idoneità di ciascun tubo utilizzando una analisi agli elementi finiti (FEA, secondo le linee guida API579 [17]); l'analisi è basata su un modello sviluppato per le comuni leghe HP, facendo riferimento a test di rottura del materiale per scorrimento, condotti in laboratorio su tubi nuovi e invecchiati, convalidati da un'ispezione sul campo di un alto numero di altri tubi di reformer. L'analisi dei dati di ispezione con questa metodologia, basata quindi sulle deformazioni, è coerente quando la vita utile è ancora sufficientemente lunga e si hanno disponibili dati di riferimento o precedenti registrazioni.

5. Conclusioni

Sulla base delle evidenze raccolte, si può indicare che i tubi catalitici sono soggetti a degrado principalmente a causa di una combinazione di scorrimento viscoso (evidenziato dalla deformazione del diametro e dai cambiamenti nella microstruttura della lega) [15] e attacco di carburazione. I requisiti di resistenza alle alte temperature limitano la scelta dei materiali a un gruppo di acciai ad alto contenuto di Ni e Cr, rafforzati da precipitati di carburo e che possono contenere elementi di rinforzo aggiuntivi (Nb e Ti) [10].

Gli utilizzatori, lavorando con processi a ciclo continuo, hanno interesse a mantenere in sicurezza l'esercizio dei tubi del forno per l'intero periodo compreso tra le fermate di manutenzione programmata, e dunque mantenere sotto stretto controllo i parametri che possono esaltare i fenomeni di degrado. L'osservazione e la registrazione di misure e controlli in campo che illustrano l'entità dell'invecchiamento, unita agli studi ed alle prove di laboratorio, tornano utili sia all'industria che al mondo accademico nel trattare queste leghe, offrendo diverse prospettive per effettuare un'analisi comparativa ed indagare le cause dei diversi guasti.

Il calcolo della vita residua risultante può essere utilizzato per valutare il tasso di invecchiamento rispetto alle pratiche operative, pianificare la strategia di sostituzione dei tubi, stabilire gli intervalli di ispezione e valutare il rischio operativo complessivo dell'impianto di reforming.

Bibliografia

- [1] A. Alvino, V. Mazzocchi, C. Delle Site, F. Giacobbe, Influenza delle condizioni di esercizio sul degrado di tubi in acciaio per impieghi ad alte temperature nell'industria petrolchimica, Conference: Giornate Nazionali sulla Corrosione e Protezione, 2009
- [2] Kazempour-Liasi H., Z. Lalegani, M. Rayatpour. Life Assessment of HP-40Nb Reformer Furnace Tube of a Petrochemical Plant. *Strength of Materials*, 2021, vol.53 pp. 364-375
- [3] Voicu R., Andrieu E., Poquillon D., Furtado J., Lacaze J. Microstructure evolution of HP40-Nb alloys during aging under air at 1000 C. *Materials characterization*, 2009, 60.9 pp. 1020-1027
- [4] A. Alvino, V. Mazzocchi, A.Di Loreto, D. Lega, U. Igllo, D. Ramires, F. Giacobbe, Condizioni di degrado di tubi in acciaio HP grade per impieghi ad alte temperature, Conference: Giornate Nazionali sulla Corrosione e Protezione, 2009
- [5] Bonaccorsi L., Guglielmino E., Pino R., Sili A. M., Chiofalo G., De Marco M., & Servetto C. Creep damage and metallurgical characterization of high alloyed reformer tubes after long service time. In *ECCC-Creep & Fracture Conference 2014*, pp. 1-11. (ECCC-European Creep Collaborative Committee)
- [6] I. Le May, T. L. Da Silveira, and C. H. Vianna. Criteria for the evaluation of damage and remaining life in reformer furnace tubes. *International journal of pressure vessels and piping*, 1996, 66.1-3: 233-241
- [7] Tawancy H. M., Ul-Hamid A., Mohammed A. I., Abbas N. M. Failure analysis of catalytic steam reformer tubes. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 2005, 52.6 pp. 337-344
- [8] Ray A.K., Sinha S.K., Tiwari Y.N., Swaminathan J, Das G., Chaudhuri S., Singh R., Analysis of failed reformer tubes. *Engineering Failure Analysis*, 2003, pp. 351-362.
- [9] A. Alvino, D. Lega, F. Giacobbe, V. Mazzocchi, A. Rinaldi, Damage characterization in two reformer heater tubes after nearly 10 years of service at different operative and maintenance conditions. *Engineering Failure Analysis*, 2010, 17.7-8, pp.1526-1541
- [10] Ul-Hamid A., Tawancy H. M., Mohammed A. R. I., & Abbas N. M.. Failure analysis of furnace radiant tubes exposed to excessive temperature. *Engineering Failure Analysis*, [11] Circolare ISPESL n.48/2003 "Procedura tecnica su verifiche di calcolo e controlli su componenti in pressione in regime di scorrimento viscoso del materiale" 2006, 13.6 pp.1005-1021
- [12] F. Giacobbe, V. Mancuso, M. Lanzani, C. Sampietri, A. Branca, Confronto esito valutazioni sullo scorrimento viscoso di tubazioni in A335 P22 con oltre 200.000 ore di esercizio, Atti del Convegno SAFAP 2010

- [13] Alvino A., Ramires D., Tonti A., Lega D. Influence of chemical composition on microstructure and phase evolution of two HP heat resistant stainless steels after long term plant-service aging. *Materials at High Temperatures*, 2014, 31.1 pp. 2-11
- [14] Harandi A. N., Eslami A., Bahrami A., Bakhtafrouz A., Yazdan Mehr M. Failure Analysis of Two HP-Nb Heat-Resistant Tubes after 46,000 h Exposure to Reformer Service Conditions. *Metals*, 2023, 13.2 pp. 228
- [15] Guglielmino E., Pino R., Servetto C., Sili A. Creep damage of high alloyed reformer tubes. In *Handbook of materials failure analysis with case studies from the chemicals, concrete and power industries*, 2016, pp. 69-91
- [16] T.L. Da Silveira, I. Le May. Reformer furnaces: materials, damage mechanisms and assessment. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2006, 31.2C, pp. 99-119
- [17] ASME FFS-1 API 579-1 "Fitness for Service" ed. 2021

L'approccio analitico per la sostituzione, mediante riparazione, di una tubazione munita di liner interno di protezione, facente parte di un sistema di desurriscaldamento vapore: l'esperienza di un Generatore di Vapore a Recupero di un Ciclo Combinato.

P. Traini¹, N. Palumbo², F. Rossetti²

¹ Enipower Mantova S.p.A.

² Inail - Uot di Brescia

Abstract

Un generatore di vapore a recupero dell'Enipower Mantova ha subito il danneggiamento del sistema intermedio di desurriscaldamento vapore di alta pressione, dovuto alla formazione di cricche nelle saldature di collegamento tra liner interno e pipe esterno, con rischio di distacco delle parti.

In seguito all'evento occorso, si è provveduto a sostituire, mediante pratica di riparazione, secondo l'art. 14 del D.M. 329/04, i tratti di tubazione ammalorati.

I nuovi tubi, pur mantenendo le stesse geometrie, materiali e parametri del progetto originale, sono stati oggetto di un accurato e attento studio fluidodinamico (CFD) e agli elementi finiti (FEM), per individuare una configurazione del liner interno in grado di evitare il ripetersi del problema.

La presente trattazione comprende tutto l'*excursus* del "*case history*", dalla rilevazione dei difetti all'illustrazione degli esiti delle simulazioni analitiche CFD e FEM che hanno individuato la soluzione del liner interno ottimale. Quest'ultima ha costituito la base per l'emissione delle specifiche tecniche e del piano di controllo qualità per la costruzione ed installazione delle nuove membrane di ricambio mediante pratica di riparazione con INAIL UOT di Brescia.

Keywords: Generatore di vapore a recupero, danneggiamento, cricche, riparazione, sistemi di desurriscaldamento vapore.

1. Introduzione

Lo stabilimento produttivo Enipower Mantova S.p.A. è costituito, oltre che da una centrale termica tradizionale a combustione tangenziale del 1971, alimentata a gas naturale, con turbina a vapore in contropressione da 56 MW elettrici in condizioni di esercizio nominali, anche da due Cicli Combinati fabbricati e marcati CE secondo il D. Lgs. n. 93/2000 come Insieme e denunciati nel 2005 con Dichiarazione di Messa in Servizio ai sensi dell'art. 6, comma 1, del D.M. 329/04. I Cicli Combinati generano, in funzionamento di piena condensazione, 380 MW elettrici ciascuno.

Ogni Ciclo Combinato è costituito da una turbina a gas, alimentata da gas naturale, da 258 MW elettrici in condizioni ISO, da un Generatore di Vapore a Recupero (GVR) a tre livelli di pressione (bassa, media ed alta), con surriscaldatore di media pressione ed attraversamento fumi orizzontale, da una turbina a vapore a tre stadi da 130 MW elettrici e da un condensatore ad aria (Air Cooled Condenser). Entrambi i cicli combinati lavorano in assetto cogenerativo, esportando vapore surriscaldato, per uso industriale, verso la rete vapore dell'attiguo stabilimento petrolchimico Versalis S.p.A., e per uso civile, verso la rete di teleriscaldamento della città di Mantova.

A completamento delle centrali a ciclo combinato, ci sono poi i servizi ausiliari composti principalmente dalla stazione di filtrazione e riduzione di pressione del gas naturale per le turbine a gas; dal sistema di stoccaggio e pompaggio dell'acqua demineralizzata di reintegro dei cicli; dal sistema di compressione e stoccaggio dell'aria servizi e strumenti; dal sistema a torri del tipo WET DRY per il raffreddamento dell'acqua a ciclo chiuso delle utenze di ciclo da raffreddare; dal sistema di piping di distribuzione del vapore surriscaldato a bassa e a media pressione.

La fig.1 riporta, in sintesi, lo schema di un Ciclo Combinato, con la rappresentazione degli elementi principali che lo costituiscono (ad esclusione dei sistemi ausiliari).

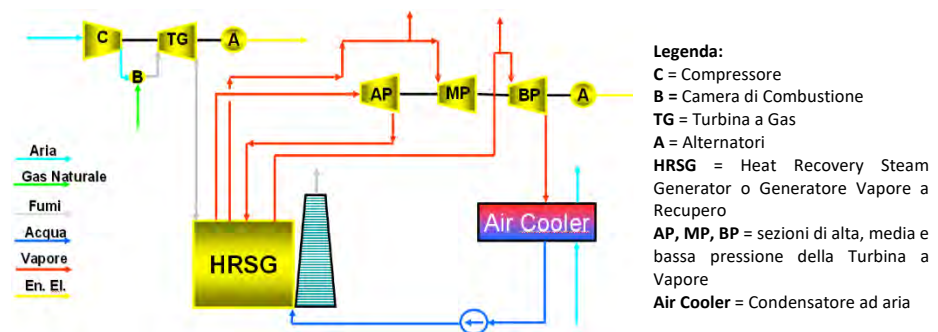


Figura 1. Schema del Ciclo Combinato di Mantova

All'interno del ciclo vapore, il GVR rappresenta il cuore del ciclo combinato, in quanto sfruttando la potenza termica dei fumi di scarico dalla turbina a gas (TG), lo stesso genera poi all'interno di attrezzature a pressione (tubi e recipienti) il vapore surriscaldato per la generazione di potenza della turbina a vapore (TV) e per l'esportazione verso utenze che ne sfruttino la potenza termica per fini impiantistici (petrolchimico e teleriscaldamento). Fatta eccezione per il preriscaldatore di bassa pressione, costruito in acciaio inossidabile, tutte le attrezzature a pressione del GVR (tubazioni, corpi cilindrici, collettori, tubi alettati di scambio, ecc.) sono state fabbricate in acciaio al carbonio, acciaio legato P22 e acciaio martensitico P91. La fig.2 riporta lo schema delle parti in pressione dei GVR con i relativi materiali di costruzione.

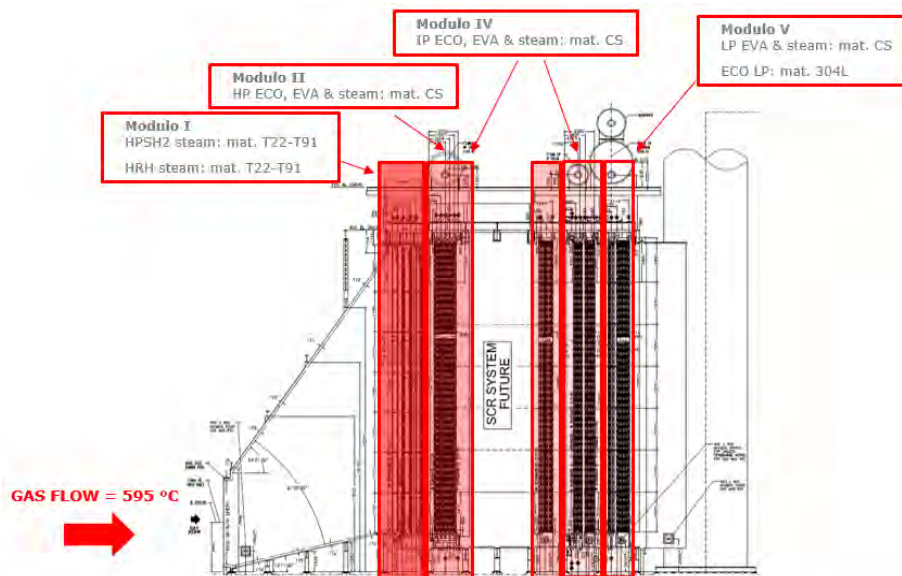


Figura 2. Schema delle parti in pressione dei GVR Enipower Mantova S.p.A. (vista in sezione longitudinale)

La presente trattazione riguarda il danneggiamento occorso ai liner interni di protezione delle tre tubazioni vapore di collegamento tra i banchi HPSH1 ed HPSH2 del GVR, la loro analisi per l'investigazione del meccanismo di danno agente e la conseguente sostituzione con tubi nuovi, ma con design del liner interno migliorativo e maggiormente resistente alle sollecitazioni termiche. Nella fig.3, è stata evidenziata la posizione dei tre componenti oggetto della presente trattazione, deputati dal punto di vista funzionale a convogliare il vapore surriscaldato dal banco HPSH1 al banco HPSH2, raffreddandolo tramite iniezione di acqua per raggiungere il set point di temperatura del vapore. I liner interni di protezione, e le loro saldature di collegamento al tubo esterno, si sono danneggiate proprio in corrispondenza della zona di ingresso dell'acqua di raffreddamento vapore, causandone in un caso il distacco dalla tubazione.

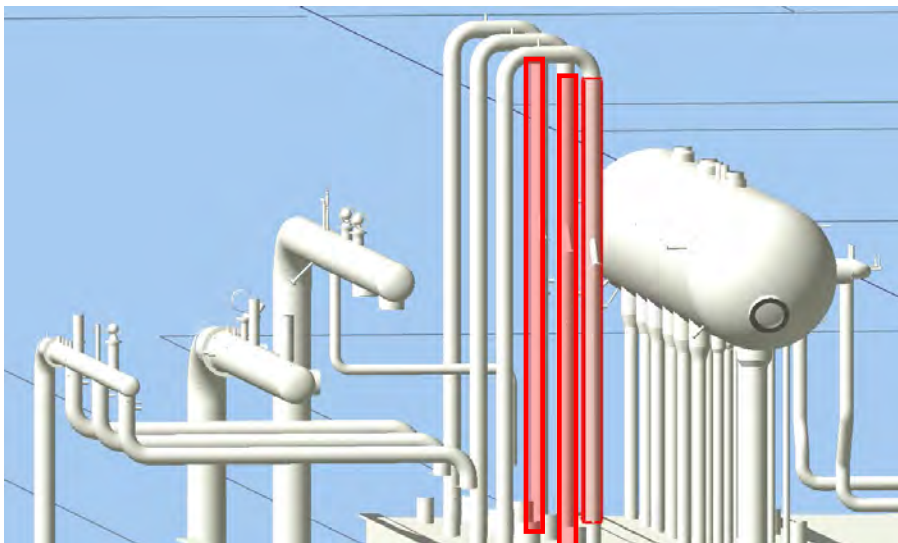


Figura 3. Posizione di una delle tre tubazioni con liner interni tra HPSH1 e HPSH2

Dal punto di vista certificativo, i tubi incamiciati sono inseriti all'interno della sezione HP e quindi del GVR come membrane a pressione, progettate secondo la raccolta ISPESL VSG rev. 95 ed. 1999.

Al fine di poter essere commercializzato, a sua volta il GVR, composto oltre che dai tre tubi incamiciati anche da altre membrane e attrezzature a pressione marcate CE e non, tra loro collegate per costituire un tutto integrato e funzionale, è stato nella sua interezza sottoposto ad una procedura globale di valutazione di conformità alla direttiva PED, per essere poi marcato CE, come Insieme, mediante l'attestazione di conformità di un Organismo Notificato.

2. Il danneggiamento e la sostituzione dei "tubi incamiciati": dallo studio CFD e FEM alla soluzione tecnica applicata

Nei paragrafi successivi, verrà ripercorsa la vicenda dal punto di vista della trattazione tecnica, dai rilievi dei difetti sino all'individuazione e alla scelta della migliore soluzione ingegneristica intrapresa per la sostituzione dei tre tubi danneggiati, al fine di raggiungere un livello globale di sicurezza ed affidabilità superiore agli originari.

2.1 Gli esiti delle ispezioni endoscopiche e la possibile causa del fenomeno

Di seguito si riportano i dati caratteristici dei componenti danneggiati:

Materiale tubazione esterna: ASTM A335 P22;

Materiale liner interno: ASTM A335 P22;

Materiale piastre da tubo: ASTM A335 P22;

Diametro esterno tubazione esterna: 273 mm;

Spessore nominale tubazione esterna: 25,4 mm;

Diametro esterno tubazione interna: 216 mm;

Spessore nominale tubazione interna: 6 mm;

Sovrasspessore corrosione: 0 mm;

Temperatura di esercizio in/out: 490/430 °C;

Pressione di esercizio: 90 bar;

Temperatura di progetto: 502 °C;

Pressione di progetto: 131 bar;

Fluido: Vapore d'acqua surriscaldato.

Nelle figure successive sono riportati i disegni della tubazione incamiciata originale ed i dettagli degli accoppiamenti del liner al tubo mediante piastre saldate ad angolo e dei tondini interni saldati al liner per permettere il suo scorrimento.

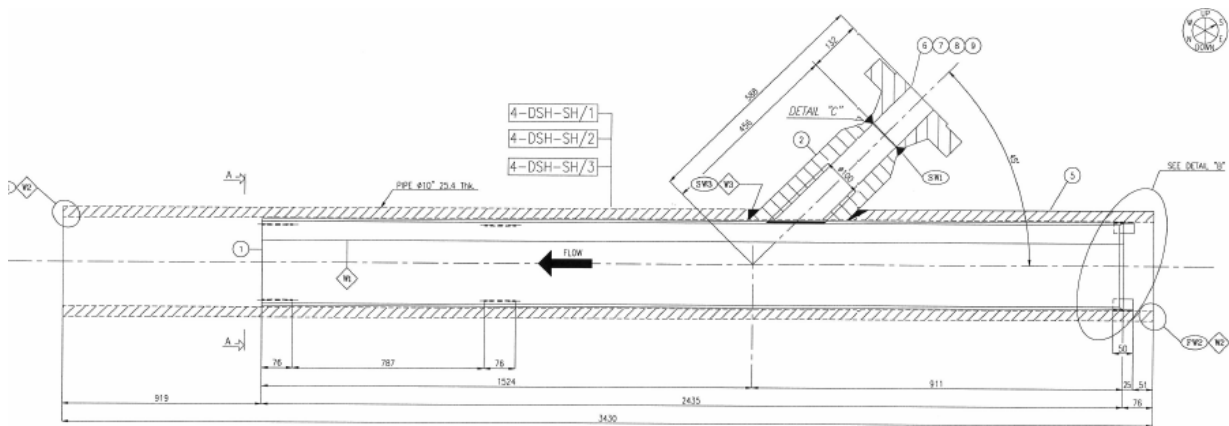


Figura 4. Disegno costruttivo della "tubazione originale" con liner interno

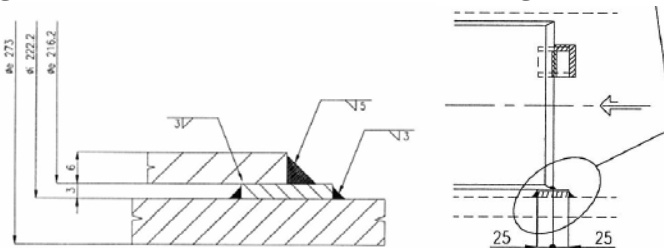


Figura 5. Dettaglio dell'accoppiamento mediante piastra saldata tra liner e "tubazione originale"

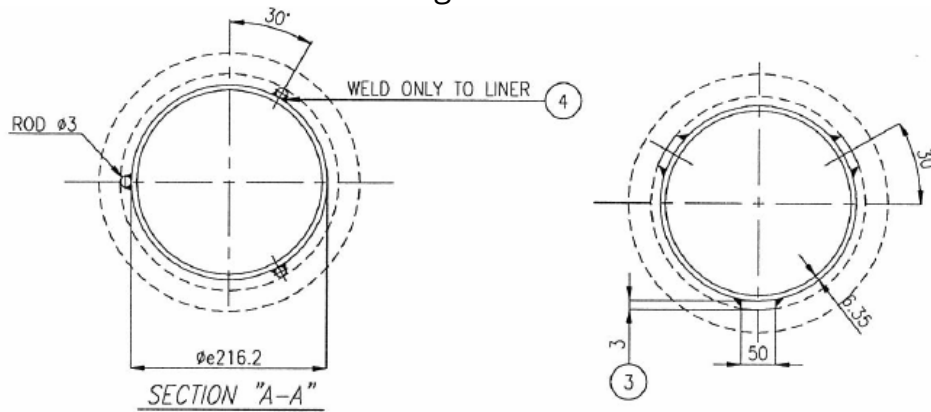


Figura 6. Dettagli delle piastre di collegamento e tondini di scorrimento del liner della "tubazione originale"

Durante una campagna ispettiva di controlli non distruttivi eseguiti sul GVR, in seguito ad alcune segnalazioni pervenute da altri siti della flotta Enipower, sono state effettuate delle indagini con video-endoscopio all'interno delle tre tubazioni.

Le endoscopie hanno rilevato indicazioni riconducibili a cricche, di lunghezza variabile, alcune anche molto estese, sia sulle saldature di collegamento tra liner e tubazione esterna, sia sul materiale base del liner stesso (figg. 7 e 8).



Figura 7. Punto di ingresso per l'endoscopia interna della tubazione

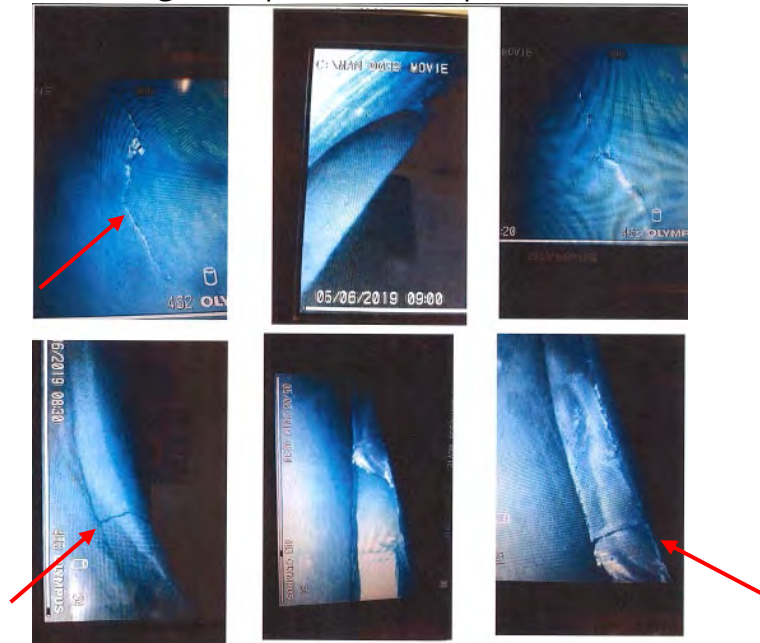


Figura 8. Esame visivo con video-endoscopio del liner interno e delle sue saldature alla tubazione esterna: presenza di cricche

La collocazione delle cricche (in corrispondenza delle saldature tra liner interno e tubazione esterna) ha fatto pensare ad un fenomeno di fatica termica indotto dalle particolari condizioni operative a cui è soggetto il componente. Il design dell'ancoraggio del liner alla tubazione, soggetto a stati di tensione variabili nel tempo ed in alcuni punti con magnitudo amplificate (ad es. sulle saldature piastra-liner-tubo), non è apparso idoneo e sufficientemente robusto e duraturo.

A valle delle ispezioni condotte e dei relativi rilievi, è stato programmato ed eseguito un intervento di sostituzione dei tre tubi danneggiati, chiedendo il benestare all'intervento all'INAIL UOT di Brescia mediante la presentazione di un progetto di riparazione migliorativo rispetto a quello originario ed i cui contenuti verranno illustrati nei paragrafi successivi. Le tre tubazioni nuove incamiciate sono state

costruite secondo il progetto di riparazione approvato dall'INAIL UOT di Brescia e sotto la supervisione dell'INAIL UOT di Milano, dipartimento territorialmente competente della sede della ditta meccanica in cui sono state costruite le membrane. L'installazione presso la sede dell'utilizzatore e riparatore Enipower Mantova è avvenuta invece sotto l'egida sempre della UOT di Brescia.

2.2 Il progetto "migliorativo" di riparazione dei tre tubi con liner interno

La configurazione della nuova tubazione munita di liner interno, che ha costituito il progetto per la costruzione delle nuove tubazioni incamiciate e la relativa sostituzione eseguita sul GVR, ha mantenuto inalterati dati di progetto, geometria e materiali rispetto a quella originaria, ma sono stati migliorati gli accoppiamenti saldati interni, nonché alcuni accessori, sempre interni, come di seguito descritto.

Di seguito si riportano i dati caratteristici dei componenti nuovi:

Materiale tubazione esterna: ASTM A335 P22;

Materiale liner interno: ASTM A335 P22;

Materiale piastre da tubo: ASTM A335 P22;

Diametro esterno tubazione esterna: 273 mm;

Spessore nominale tubazione esterna: 25,4 mm;

Diametro esterno tubazione interna: 219,1 mm;

Spessore nominale tubazione interna: 18,26 mm;

Sovraspessore corrosione: 0 mm;

Temperatura di esercizio in/out: 490/430 °C;

Pressione di esercizio: 90 bar;

Temperatura di progetto: 502 °C;

Pressione di progetto: 131 bar;

Fluido: Vapore d'acqua surriscaldato.

Nelle figg. 9-12, è rappresentato il disegno complessivo della "nuova tubazione di progetto", nonché i seguenti particolari:

- a) Il liner interno, costituito sempre da tubo in P22, è stato scelto con uno spessore maggiore ed un diametro interno inferiore rispetto al progetto originale, al fine di utilizzare un tubo commerciale ed evitare lamiere calandrate e saldate, oggetto di ulteriori potenziali punti deboli (fig. 9).
- b) I pins di centraggio del liner interno sono stati realizzati in modo tale da migliorare la rigidità di fissaggio, nonché lo scorrimento del liner interno, con diminuzione di effetti di impuntamento e di vibrazioni (fig. 10).
- c) Il fissaggio del liner alla tubazione esterna, prima realizzato mediante semplici piastre saldate con saldature ad angolo, con la nuova configurazione è stato effettuato mediante membrana saldata a 360°C, con placcatura finale in Inconel di spessore 2 mm (figg. 11-12).

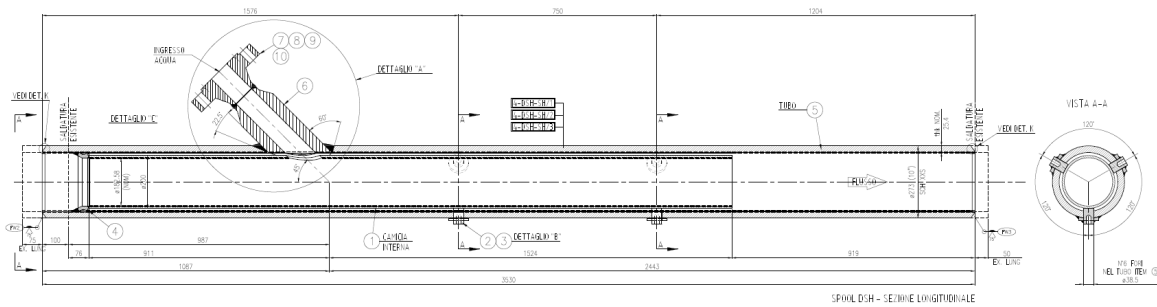


Figura 9. Disegno della “nuova tubazione di progetto” con liner interno migliorativo

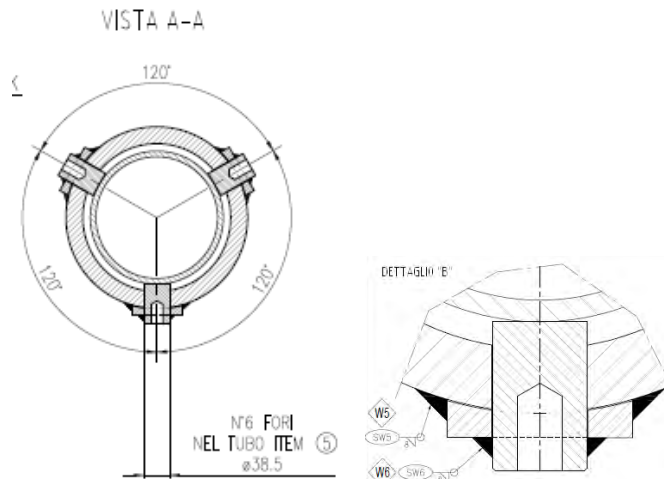


Figura 10. Particolare dei pins di scorrimento del nuovo liner della “nuova tubazione di progetto”

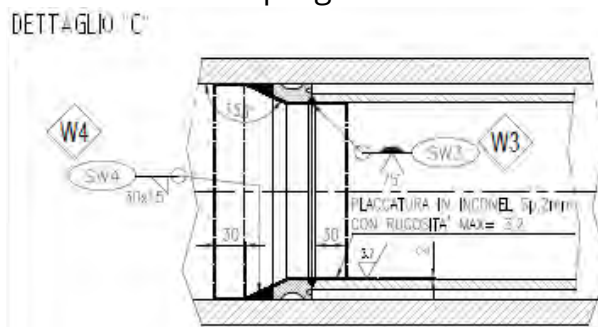


Figura 11. Particolare saldatura della nuova membrana di fissaggio liner alla “nuova tubazione di progetto”

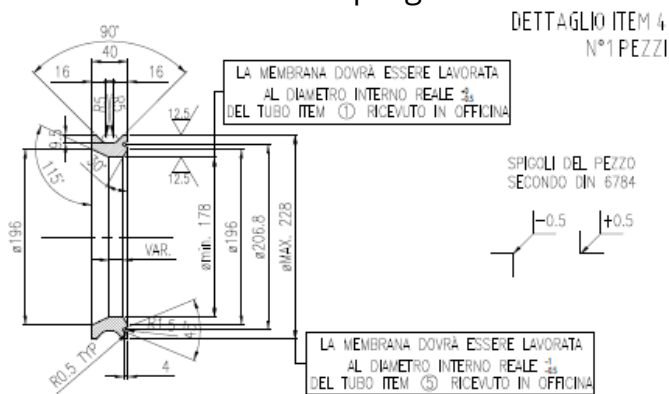


Figura 12. Particolare della nuova membrana di fissaggio del liner alla “nuova tubazione di progetto”

La scelta dei particolari su descritti per il progetto esecutivo è scaturita ed è stata validata da uno studio fluidodinamico del tipo CFD e agli elementi finiti FEM, confrontando il “nuovo progetto” delle figg. 9-12, con una “soluzione intermedia” rappresentata nelle figg. 13-14.

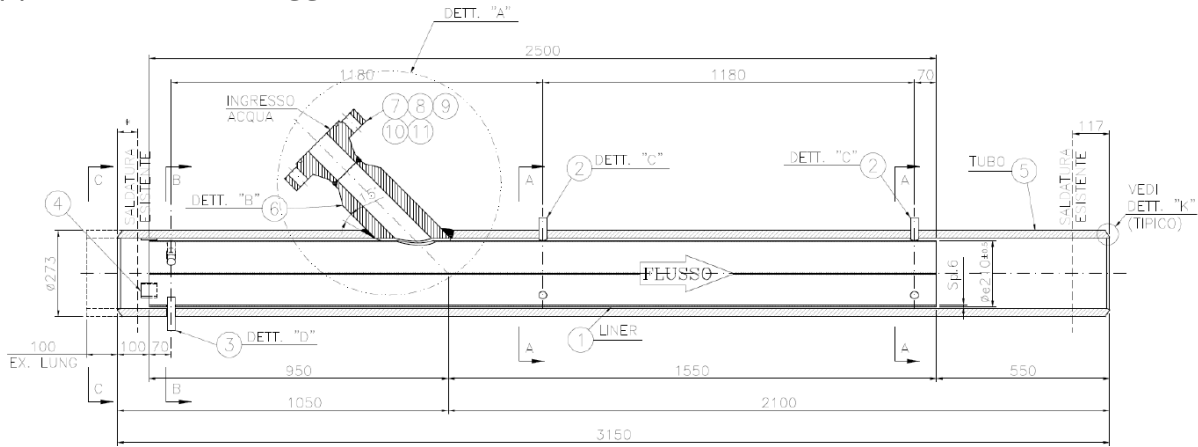


Figura 13. Disegno della “tubazione intermedia”

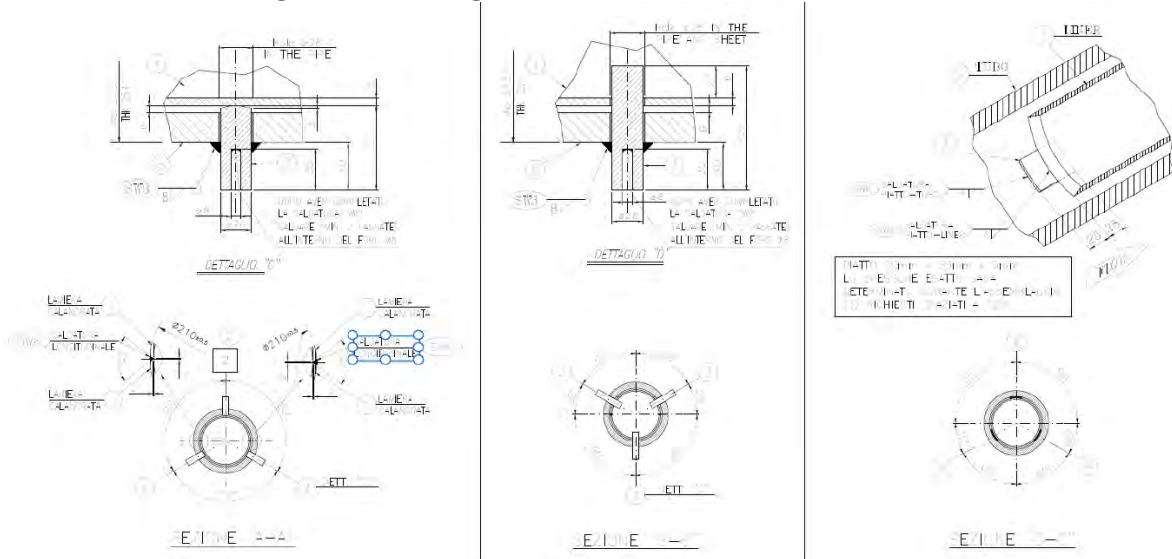


Figura 14. Particolari della Disegno della “tubazione intermedia”

Per entrambe le soluzioni, all’interno della linea vapore viene iniettata, mediante valvola desurriscaldatrice, acqua surriscaldata ad elevata pressione con l’obiettivo di ridurre la temperatura del fluido all’interno della linea vapore. Il fenomeno di miscelazione dei due flussi è stato studiato mediante una simulazione stazionaria monofase, elaborando delle ipotesi semplificative, ma robuste funzionalmente, della fisica del modello, per tenere in considerazione l’aspetto multifase della miscelazione. Pertanto, sono stati adottati due differenti approcci per simulare la condizione di ingresso della portata di acqua dovuta all’iniettore: il primo approccio è basato sulle equazioni della conservazione della massa, ipotizzando che l’acqua iniettata abbia già raggiunto lo stato di vaporizzazione (quindi la densità utilizzata per il calcolo della velocità è stata posta pari allo stesso valore della densità del vapore che attraversa la linea); il secondo approccio è basato sull’equilibrio dell’equazioni di Bernoulli tra

ingresso e uscita dell'iniettore (in questo approccio per valutare la velocità di uscita dell'acqua dall'iniettore si è utilizzata la densità dell'acqua e la pressione di iniezione dell'acqua surriscaldata).

Inoltre, sono stati considerati due differenti domini di controllo per il calcolo CFD, utilizzando due tipologie di discretizzazione. Il primo modello geometrico è stato realizzato considerando la geometria della parete interna del condotto oggetto di analisi. Il secondo modello geometrico invece ha considerato anche la "cavity", ossia l'intercapedine che si realizza tra pipe interno (inner pipe) e pipe esterno (outer pipe). Il secondo approccio permette di valutare anche fenomeni locali del comportamento dei fluidi.

Infine, gli output delle simulazioni CFD sono stati utilizzati come dati di input per il calcolo FEM. In particolare, sono stati utilizzati i campi di temperatura sulle superfici di parete dei vari componenti, considerando le condizioni di simulazione più conservative.

I campi termici di parete CFD hanno permesso una precisa simulazione FEM per determinare il campo termico che si instaura nel outer pipe, nell'inner pipe e nelle connessioni tra questi due elementi (piatto saldato e sealing membrane).

È stata fatta una verifica degli stress sia in condizioni di design che operative per entrambe le soluzioni, utilizzando ASME VIII. Div.2 par 5.2. Il confronto tra le due soluzioni è stato analizzato anche dal punto di vista della fatica, usando ASME VIII div.2 parte 5.5.3.

È stata analizzata anche la possibilità di utilizzo del materiale SA-240 SS316L vs SA-387 Gr22 Cl2 per quanto riguarda la camicia interna (inner pipe).

La figura 15 rappresenta le griglie di discretizzazione utilizzate per le diverse simulazioni CFD. In particolare, la soluzione "intermedia" e di "progetto" si differenziano solo per quel che riguarda il dettaglio di modellazione dalla cavità presente tra inner pipe (camicia) e outer pipe. Mentre nella soluzione "intermedia" è presente una cavità di tipo aperto, nella soluzione di "progetto" la cavità è di tipo chiusa.

Le mesh realizzate hanno una densità tale da garantire accuratezza dei risultati e residui ridotti sulle variabili calcolate.

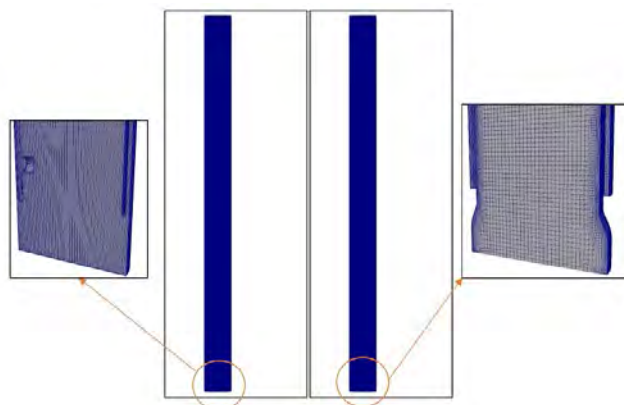


Figura 15. Mesh modello della cavità: aperta a sx per la soluzione "intermedia", chiusa a dx per quella "di progetto"

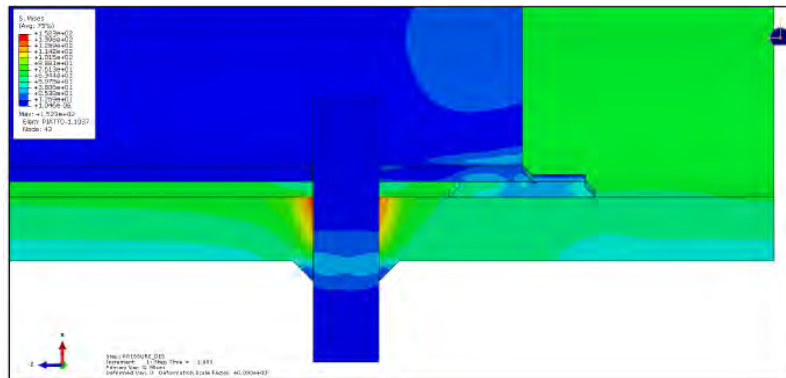


Figura 16. Dettaglio VM stress sul piatto saldato modello "intermedio"

Per l'analisi CFD, è stato utilizzato il solutore "rhoSimpleFOAM", un solutore generico stazionario per flussi turbolenti e compressibili. In accordo al metodo dei volumi finiti (FVM) le equazioni che governano il moto del fluido sono state integrate su tutto il volume di controllo. Le equazioni integrali sono state discretizzate in equazioni lineari algebriche. Le simulazioni CFD sono state svolte adottando un modello di turbolenza "standard k-epsilon", modello generico per applicazioni industriali.

Di seguito sono riportate le immagini della mesh numerica per i calcoli termici e strutturali per le due diverse soluzioni "intermedia" e "di progetto" analizzate, nonché le mesh dei dettagli dei due differenti accoppiamenti interni. La mesh è stata sottoposta ad un'analisi di sensitività per verificare la bontà di calcolo e la stabilità dei risultati ottenuti.

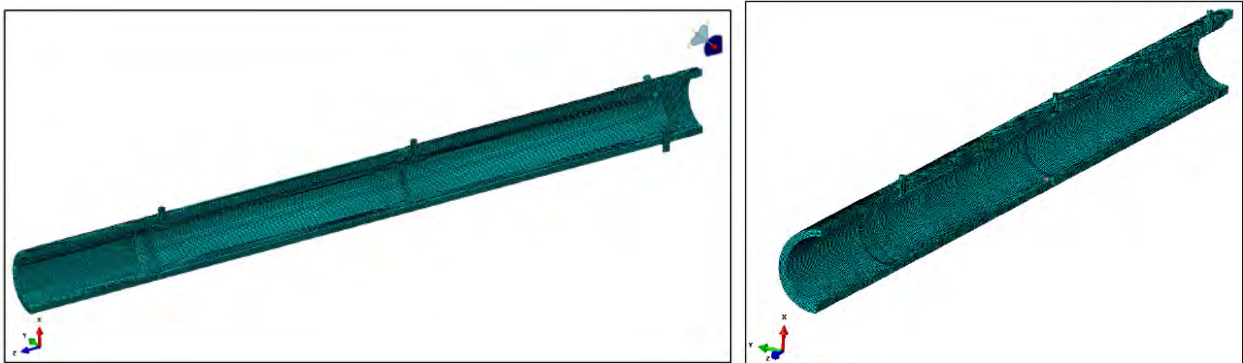


Figura 17. Mesh globale modello "intermedio" cavity aperta (sinistra) e modello "di progetto" cavity chiusa (destra)

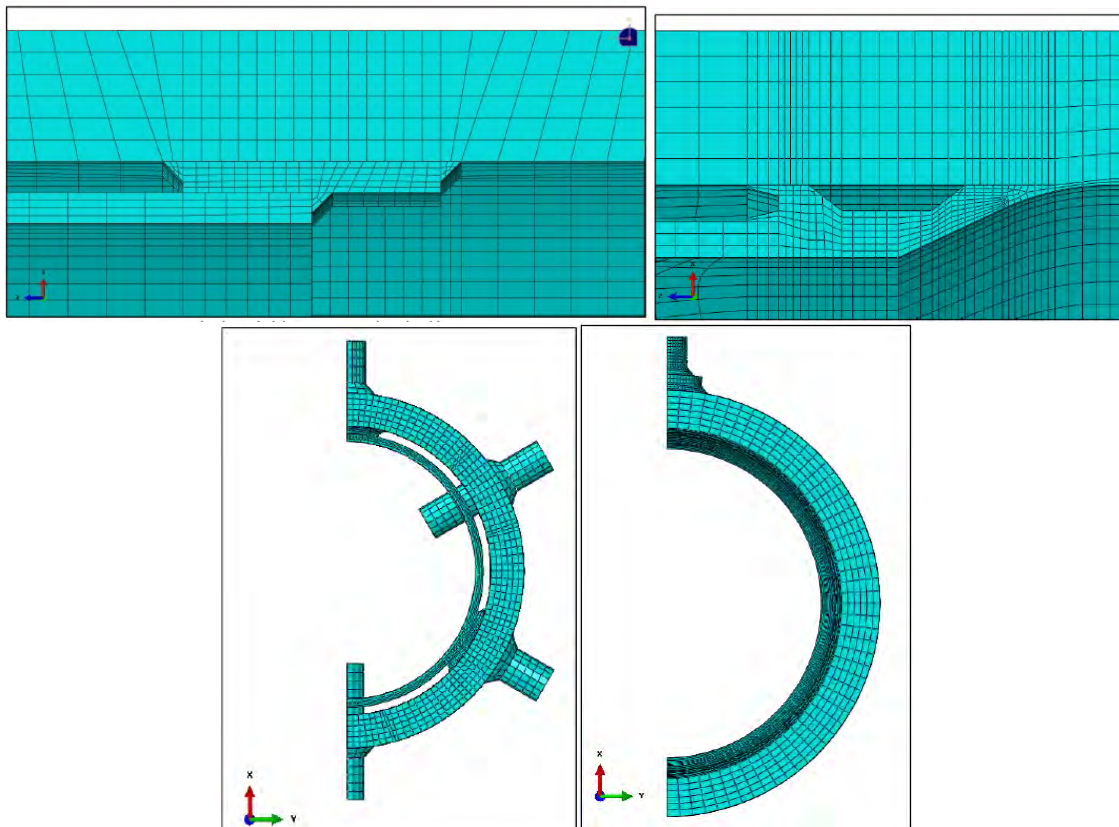


Figura 18. Dettagli di mesh del piatto saldato aperto di collegamento del liner interno per il caso “intermedio” a sinistra e della membrana saldata chiusa per il caso di “progetto” a destra

È stata eseguita un’analisi del potenziale uso del materiale SA-240 SS316L in sostituzione del SA-387 Gr.22 Cl.2., relativo ai piatti saldati e all’inner pipe. Come si evince dai valori di ratio degli stress secondari rispetto all’ammissibile, le path relative ai piatti saldati hanno dato un valore di ratio maggiore di 1. Ciò è imputabile alla rilevante differenza del coefficiente di espansione termica tra i due materiali che produce un elevato stress termico nei casi operativi. Per questo motivo l’ipotesi di piatti interni e inner pipe in AISI 316L è stata scartata.

È stata condotta un’ampia indagine di funzionamento e confronto tra due soluzioni per il tubo desurriscaldatore incamiciato: tipo “intermedio” (molto simile a quello utilizzato nell’impianto e oggetto dei difetti) e “di progetto”.

L’indagine sui due diversi casi è stata condotta innanzitutto da un punto di vista fluidodinamico, per valutare la distribuzione delle temperature di parete, da usare nel successivo step per il calcolo degli stress di tipo operativo.

Dai risultati delle simulazioni CFD si denota che quantitativamente il comportamento globale delle due soluzioni “intermedio” e “di progetto” è sostanzialmente comparabile, in quanto i differenziali termici sono simili. Tale risultato viene confermato anche dalle analisi delle sollecitazioni di tipo operativo. Le due soluzioni si differenziano per gli effetti locali dovuti al comportamento del fluido all’interno della cavità. La cavità della soluzione “intermedia” è una cavità aperta in cui fluisce per tutta

la sua estensione longitudinale una parte del vapore che contribuisce allo scambio termico tra la parete interna e la parete della tubazione in modo convettivo e pertanto più efficiente. Questo favorisce una distribuzione più uniforme del campo di temperatura sulla tubazione della linea. La soluzione "di progetto" invece presenta una cavità di tipo chiuso in cui il campo di velocità è pari a zero. Ciò implica che il vapore all'interno della cavità chiusa è praticamente fermo, essendo la zona della *sealing membrane* una zona di ristagno del fluido e ciò implica che il fenomeno di scambio termico tra inner pipe e outer pipe avviene sostanzialmente per conduzione. Poiché per un fluido lo scambio termico conduttivo è molto meno efficiente dello scambio termico convettivo, la tubazione presenta una zona più "fredda" nella zona centrale, che si uniforma nuovamente a valle della zona di ristagno. Come però già detto in precedenza, questo fenomeno è quantitativamente del tutto ininfluenza ai fini del comportamento globale del due soluzioni proposte.

È stata inoltre valutata la funzionalità della soluzione "intermedia" con diametro dell'inner pipe minore, aumentando l'altezza radiale della "cavity". Ciò, comporta un miscelamento peggiore del vapore, aumentandone la temperatura di uscita, poiché diminuisce la portata di vapore miscelata ed aumenta la portata non miscelata nella zona della "cavity".

Nella soluzione "di progetto", diminuendo il diametro della camicia, la miscelazione è efficiente alla stessa maniera in quanto tutto il fluido passa all'interno dell'inner pipe. I risultati ottenuti dalla simulazione CFD nella zona di miscelamento potrebbero aver sottostimato localmente il gradiente termico reale, per tale motivo si otterrebbe una flessione maggiore del tubo interno. Nella soluzione "intermedia" i perni posti radialmente a 120° e le piastre di collegamento sarebbero maggiormente sollecitate rispetto alla soluzione di "progetto", in quanto in quest'ultima il carico verrebbe assorbito da una maggiore sezione resistente della membrana circonferenziale di attacco dell'inner pipe. Tra l'altro la configurazione flessibile della membrana, permette oltre che una migliore distribuzione dei carichi tra i perni, anche una più uniforme distribuzione dei carichi a tutta la tubazione, con ratio di utilizzo più bassi. Considerando gli stress linearizzati nella condizione di design, nonostante entrambe le soluzioni siano accettabili, la soluzione "intermedia" ha un valore di ratio dello stress membranale locale maggiore rispetto a quelli registrati localmente nella soluzione "di progetto" con la *sealing membrane* (0.95 rispetto a 0.72).

L'analisi di confronto tra SA-387 Gr22 Cl2 e SA-240 SS316L per piatti/membrana e per l'inner pipe, ha escluso l'utilizzo dell'AISI, dovuto al fatto che per l'elevata differenza tra i coefficienti di espansione termica insorgono tensioni termiche rilevanti, con valori di ratio tra gli stress secondari e l'ammissibile superiori a 1.

L'analisi FEM ha inoltre mostrato come il tubo interno sia praticamente per nulla sollecitato sia in condizioni di design che operative. Gli stud che lo distanziano hanno pressioni di contatto per nulla rilevanti; pertanto, il numero e la distanza tra essi non influenza la soluzione.

La verifica a fatica ha mostrato come la soluzione “di progetto” sia migliore rispetto a quella “intermedia”, in quanto il numero di cicli limitante per la prima è 262.482 (limitante nella saldatura tipo fillet dei perni radiali) rispetto a 35.484 cicli per la seconda (nella saldatura fillet del piatto saldato). Anche l’analisi a fatica ha escluso l’utilizzo del materiale SA-240 SS316L per tale applicazione.

In definitiva, tra le due soluzioni, considerando i più favorevoli stress membranali locali nel caso design e la verifica a fatica nella saldatura fillet del piatto che collega l’inner tube con l’outer tube, si è scelta come migliorativa quella “di progetto”, con i dettagli sopra illustrati.

3. Conclusioni

Il presente lavoro ha voluto illustrare l’approccio critico con cui la società Enipower Mantova, a fronte di un problema rilevato su un componente critico di impianto, ha effettuato tutte le analisi di campo e numerico-sperimentali per individuare i punti deboli che hanno causato la *failure*, e quindi la migliore soluzione ingegneristica in termini di sicurezza, affidabilità e durabilità per la sostituzione del componente.

Nel caso specifico, la rottura dell’inner pipe di una tubazione di desurriscaldamento vapore di un GVR è stata addotta principalmente alla povertà ingegneristica e costruttiva delle piaste di collegamento tra i due tubi. Un’analisi di tipo CFD e poi FEM, ha permesso di confrontare due diverse soluzioni e di scegliere quella ingegneristicamente più robusta e duratura, anche al fenomeno della fatica, escludendo l’acciaio inossidabile per alcuni componenti e migliorando alcuni dettagli e particolari costruttivi. La soluzione implementata è stata oggetto di esame progetto di riparazione a cura dell’Inail UOT di Brescia ed è stata costruita come membratura di ricambio col supporto dell’Inail UOT di Milano.

Bibliografia

- [1] Decreto Ministeriale n. 329 del 01/12/2004 “Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93.”
- [2] Lettera circolare dell’ISPESL n. 14/05 “Applicazione del D.M. 329/04 di attuazione dell’Art 19 del D. Lgs. 93/2000 – Chiarimenti e precisazioni sulle “Riparazioni”.
- [3] Lettera circolare dell’ISPESL n. 161/07 “Procedura specifica per la riparazione, mediante sostituzione di membrature di ricambio, di una attrezzatura a pressione – Rifer. Circolare ISPESL n. 14/05”.

Importanza della “preparedness” nella gestione degli eventi Natech nell’ambito degli stabilimenti PIR

F. Geri¹, S. Pantanella¹, C. Raimondo² E. Sampino², S. Tafaro³

¹ Presidenza del Consiglio dei ministri, Dipartimento della Protezione Civile

² Raffineria di Milazzo (ME)

³ Comandante Provinciale Vigili del Fuoco di Catania

Abstract

Nell’articolo viene esplicitata la modalità di realizzazione dell’esercitazione per la gestione di eventi Natech in uno stabilimento PIR, definendo le attività, predisposte ed attuate secondo un approccio graduale, che il gestore in concorso con le Autorità, ha predisposto per la gestione operativa del rischio Natech generato da sisma e da relativo tsunami. Le attività sono declinate nell’ambito di indirizzi nazionali derivanti dal Programma nazionale per il soccorso sismico, nell’ambito della c.d. funzione rischi indotti “Natech” prevista nel programma nazionale. Le attività hanno riguardato la interazione di piani di emergenza interna con le procedure di intervento del sistema di protezione civile, l’attuazione di procedure operative e la loro validazione attraverso l’attività esercitativa, la verifica dell’attività operativa di gestione dei punti critici di impianto con particolare riferimento ai potenziali *loss of containment* (LOC). Dette attività si sono svolte tenendo conto di condizionalità «sistemiche» legate alla forzante di rischio sismico, quali il black out elettrico e la riduzione dell’accessibilità all’area di stabilimento per danni alla rete di trasporto.

Keywords: preparazione, previsione, prevenzione, gestione, rischio indotto, rischio Natech, perdita di contenimento, attività addestrativa nazionale, servizio nazionale di protezione civile, sistema di allerta maremoti, comitato operativo, direzione di comando e controllo.

1. Introduzione

La identificazione e definizione delle modalità di integrazione della gestione interna allo stabilimento con le attività di gestione territoriale di protezione civile in caso di forzanti naturali (sisma, tsunami, alluvione, ecc) che generano eventi NaTech, può rendere più efficace la risposta e la gestione del rischio, a seguito sia di una corretta individuazione ed analisi di fattori interni ed esterni allo stabilimento stesso sia di una loro integrazione per una gestione coordinata della risposta stessa. Tra i fattori salienti considerati nella fase di “preparazione” per il rischio natech generato da una calamità naturale vi sono: individuazione dei principali elementi critici di impianto da cui possono originare perdite di contenimento (LOC) e relative tipologie e quantità rilasciate, il livello di preparazione degli operatori addetti all’emergenza nella gestione

di attività nell'ambito di uno scenario Natech, i sistemi di allerta e per l'attivazione delle procedure di emergenza, i mezzi di comunicazione con le strutture esterne, eventuali indisponibilità dei sistemi di soccorso esterni.

2. Il Programma nazionale per il soccorso in caso di evento sismico

Il Programma nazionale di soccorso persegue l'obiettivo del coordinamento e della direzione unitaria dell'intervento del Servizio nazionale della protezione civile, fornendo gli indirizzi per la predisposizione delle pianificazioni di emergenza, per quanto di rispettiva competenza, del Dipartimento della protezione civile e delle componenti e delle strutture operative del Sistema nazionale di protezione civile. La Direttiva (DPCM 14/01/2014) fornisce indicazioni per la redazione della pianificazione dell'emergenza dal livello nazionale al livello regionale e locale, per assicurare:

- 1) capacità di allertamento
- 2) capacità di attivazione
- 3) capacità di intervento

del servizio nazionale della protezione civile in caso di evento sismico.

La direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 3 dicembre 2008, concernente «indirizzi operativi per la gestione delle emergenze», presupposto indispensabile per assicurare l'ottimizzazione della capacità di allertamento, attivazione e intervento del Servizio nazionale della protezione civile, stabilisce che la prima risposta ad eventi emergenziali deve essere garantita, in modo quanto più immediato, dai sistemi locali di protezione civile, a meno di eventi catastrofici che ne annullino la prima capacità di reazione. Nell'ottica propria della protezione civile, il carattere resiliente va perseguito, ai diversi livelli territoriali e istituzionali, nella strutturazione dei sistemi di protezione civile e nella predisposizione dei relativi strumenti di pianificazione dell'emergenza.

I Piani nazionali per rischio sismico si compongono di una prima parte, che definisce la Struttura organizzativa nazionale, e di una seconda parte, che riporta l'Organizzazione di

protezione civile e gli elementi conoscitivi del territorio, definiti su scala regionale. La gestione di una emergenza può essere vista come un sistema la cui identità è connessa all'unitarietà di comportamento rispetto all'ambiente esterno, devastato da uno scenario di danno e si concretizza nell'attivazione sinergica delle funzioni di supporto ai vari livelli territoriali. Le «funzioni di supporto» rappresentano raggruppamenti omogenei di attività con la cui sinergia è possibile risolvere problemi complessi ed è, di fatto, l'applicazione del principio dell'auto-organizzazione di un sistema complesso.

2.1 La funzione "Rischi indotti"

Nell'ambito della gestione di una emergenza nazionale, la funzione "rischi indotti" si occupa del raccordo operativo per le attività di raccolta, verifica ed analisi dei dati di carattere tecnico-scientifico relativi ai possibili altri rischi conseguenti agli effetti dello

scuotimento sismico. Cura, inoltre, le previsioni meteo. La Funzione coordina gli accertamenti tecnici per la valutazione dei rischi indotti, effettuati in collaborazione con le altre Funzioni di supporto competenti, con l'Amministrazione regionale, il Distretto idrografico, con i Comuni interessati e con i Centri di Competenza del Dipartimento della Protezione Civile e con i consigli degli ordini professionali, anche per definire gli interventi di mitigazione e di ripristino, in forma integrata con la Funzione Tecnica e di Valutazione, in particolare per il ripristino delle strutture e delle infrastrutture danneggiate. La raccolta dei dati di interesse tecnico scientifico in emergenza avviene in contatto con il Centro Funzionale Centrale cui si trasferiscono, ove necessario, i dati raccolti per le successive elaborazioni. La tematica meteo tratta la realizzazione di previsioni di dettaglio, nell'ambito delle attività più generali del Sistema di allertamento nazionale, riferite all'area d'impatto dell'evento. A seguito di un evento sismico, la funzione si occupa di curare la gestione degli effetti Natech sugli impianti PIR. In particolare verifica eventuali effetti sugli impianti, l'attuazione dei controlli prescritti dalla normativa sugli stabilimenti a rischio di incidente rilevante con le Prefetture-UTG, anche a seguito del verificarsi di ulteriori successivi eventi sismici di intensità significativa. Ove richiesto, provvede a individuare i tecnici competenti per il supporto in dette verifiche, nonché per la valutazione del rischio residuo. Verifica l'eventuale necessità di messa in sicurezza sul luogo dell'evento e l'adozione delle misure di contenimento dei rischi.

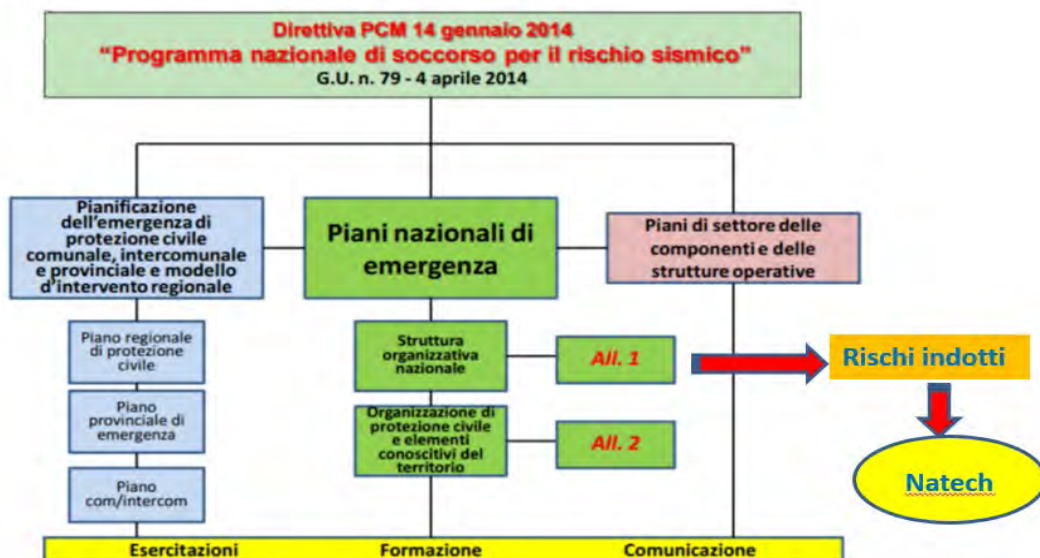


Figura 1. Schema generale del Programma Nazionale Soccorso Rischio Sismico

2.2 Attività per la gestione degli eventi Natech nell'ambito degli stabilimenti PIR

Per la gestione dell'emergenza nell'ambito della funzione "rischi indotti" occorre tenere conto dei principali effetti e criticità che possono rappresentare fattori di amplificazione della magnitudo delle conseguenze per eventi NaTech. Tra gli effetti più rilevanti sugli stabilimenti sono:

- a) successione di eventi con effetti domino
- b) perdita di energia elettrica/contemporanei fuori servizio
- c) perdita di fluidi da connessioni, rottura tubazioni, sloshing, snervamento bulloni di ancoraggio
- d) perdita di pressione dell'acqua

Le principali criticità «sistemiche» legate alla forzante di rischio naturale capace di amplificare gli effetti del rischio Natech, vi sono:

- a) blackout elettrico
- b) Blackout dei sistemi di comunicazione
- c) riduzione/mancanza accessibilità all'area di stabilimento per danni alla rete di trasporto esterna
- d) indisponibilità di risorse esterne di intervento dovuta all'aumento della domanda di intervento di tutto il territorio colpito

E' opportuno quindi che il gestore si avvalga di strumenti di supporto che consentano, in caso di evento NaTech, di identificare il prima possibile i rischi per la popolazione e di dare indicazioni alle squadre di emergenza su come fronteggiarli nonché prevedere attività di formazione ed addestramento per il personale preposto al loro utilizzo. Importante è inoltre tenere conto dell'esperienza storica di gestione delle emergenze originate da eventi NaTech, che dimostra come l'efficacia della risposta dipenda dalla corretta individuazione ed analisi, nella fase di preparazione, di una serie di fattori e da come durante l'evento le loro interazioni siano state integrate, in modo da consentire una gestione coordinata della risposta. Tra i principali fattori da considerare nel corso dell'emergenza NaTech vi sono:

- sostanze pericolose presenti: individuazione delle aree dello stabilimento in cui sono presenti sostanze pericolose; loro natura e caratteristiche di pericolosità; principali elementi critici di impianto da cui possono originare perdite di contenimento (LOC) e relative tipologie e quantità rilasciate; conoscenza delle appropriate procedure di primo soccorso e di pulizia e delle misure di protezione per gli addetti all'emergenza (squadre di stabilimento e dei vigili del fuoco ed altre Autorità) e loro livello di preparazione;
- risorse umane: numero degli operatori di emergenza potenzialmente disponibili; loro livello di abilità e competenze nella gestione di attività nell'ambito di uno scenario Natech;
- comunicazione: sistemi di allerta e per l'attivazione delle procedure di emergenza; mezzi di comunicazione quali telefoni, radiotrasmittenti, cercapersone e sistemi di allarme;
- servizi antincendio e gestione rilasci: rilevazione ed estinzione incendi e/o rilevazione rilasci sostanze pericolose; eventuali indisponibilità dei sistemi antincendio; mobilitazione di personale, attrezzature e forniture di supporto per lo smaltimento dei detriti, l'evacuazione e le operazioni di ricerca e salvataggio;
- pronto soccorso medico: adeguato trattamento e trasporto dei feriti/persone esposte e interesse per lo stato di salute, a fronte di rilascio di sostanze pericolose.

La risposta nel caso di accadimento di un evento NaTech in uno stabilimento PIR presenta dunque aspetti specifici che vanno affrontati nell'ambito del proprio SGS-PIR con il concorso degli enti e delle strutture del sistema di protezione civile territorialmente competenti, per una corretta pianificazione e gestione dell'emergenza, anche al fine di una integrazione e allineamento delle attività dei vari attori (Gestore, Prefettura, Comune, Regione, DPC, VVF, ARPA) nell'ambito della funzione "rischi indotti - NaTech" nel Programma nazionale di soccorso rischio sismico. Il Dipartimento della Protezione Civile fra le attività da svolgere nel 2022 ha previsto, l'organizzazione di un percorso addestrativo dedicato alla pianificazione ed attuazione di misure di mitigazione rispetto ad un evento Natech su impianti con pericolo di incidente rilevante (PIR) soggetti al D.Lgs. 105/2015, dedicato a favorire le attività di pianificazione e l'incremento di esperienza operativa in questo ambito, anche mediante la verifica di procedure per la gestione degli scenari multirischio connessi a disastri tecnologici innescati, in particolare, da un evento sismico severo. L'iniziativa è stata condotta presso la Raffineria di Milazzo e ad essa hanno partecipato, oltre a rappresentanti del Dipartimento Nazionale della Protezione civile e della Raffineria stessa, anche rappresentanti del Corpo Nazionale di Vigili del Fuoco, della Protezione civile della Regione Sicilia, della Capitaneria di Porto. L'attività messa in campo ha avuto come principale scopo quello di testare la possibilità di applicazione di una metodologia sistemica nella gestione degli eventi NaTech che prevede l'attuazione "simulata" di attività integrate tra gestore e sistema di Protezione civile dal livello territoriale al livello nazionale. Obiettivo principale dell'attività è stato quello di poter raccogliere elementi di valutazione in merito all'approccio proposto nell'ottica di una possibile definizione di indicazioni operative per la gestione di scenari Natech nell'ambito di emergenze di rilievo nazionale connesse con eventi calamitosi di origine naturale o derivanti dall'attività dell'uomo che in ragione della loro intensità o estensione debbono, con immediatezza d'intervento, essere fronteggiate con mezzi e poteri straordinari, ai sensi dell'art. 7 Decreto Legislativo n.1 del 2 gennaio 2018 "Codice della Protezione Civile".

3. L'esercitazione nazionale "SISMA DELLO STRETTO 2022"

L'esercitazione nazionale "Exe Sisma dello Stretto 2022" ha avuto come obiettivo principale la verifica della risposta operativa del Servizio nazionale della protezione civile ad un evento sismico simulato, in un'area caratterizzata da una elevata pericolosità sismica. Le regioni coinvolte sono state la Calabria e la Sicilia con uno scenario che riporta i maggiori danni in alcuni comuni della provincia di Reggio Calabria ma con effetti importanti anche nella provincia di Messina. Il coordinamento dell'esercitazione è stato a cura del Dipartimento della protezione civile (DPC), d'intesa con le Regioni Calabria e Siciliana, le Prefetture - UTG di Reggio Calabria e di Messina. Il modello organizzativo per la preparazione delle attività esercitative è stato istituito attraverso il decreto del Capo del Dipartimento della protezione civile di costituzione del Gruppo di lavoro per la "progettazione dell'esercitazione di livello

nazionale per il rischio sismico nell'area dello Stretto di Messina". Al fine di ottenere uno scenario esercitativo realistico per l'area in questione, sia in termini di possibile occorrenza futura che di distribuzione del danneggiamento, si è optato di scegliere come riferimento un terremoto realmente accaduto in tempi recenti, per il quale fossero disponibili parametri epicentrali strumentali e indicazioni macrosismiche attendibili. La scelta è ricaduta sul terremoto verificatosi nell'area dello Stretto di Messina il 16 gennaio 1975 che ebbe un'intensità epicentrale $I_0 = VII-VIII$ MCS ed una magnitudo oscillante tra un valore strumentale di $ML=4.7$ ed uno equivalente di $M_w=5.3$. L'epicentro strumentale fu individuato a circa 5 km dalla costa, nell'entroterra di Reggio Calabria, mentre quello macrosismico coincide con il capoluogo calabrese. La profondità fu stimata a 20 km. Una trentina di paesi subirono effetti di VII-VIII grado MCS, che corrispondono a lesioni gravi a carico del 25%-50% delle abitazioni, e a circa 10% di crolli.

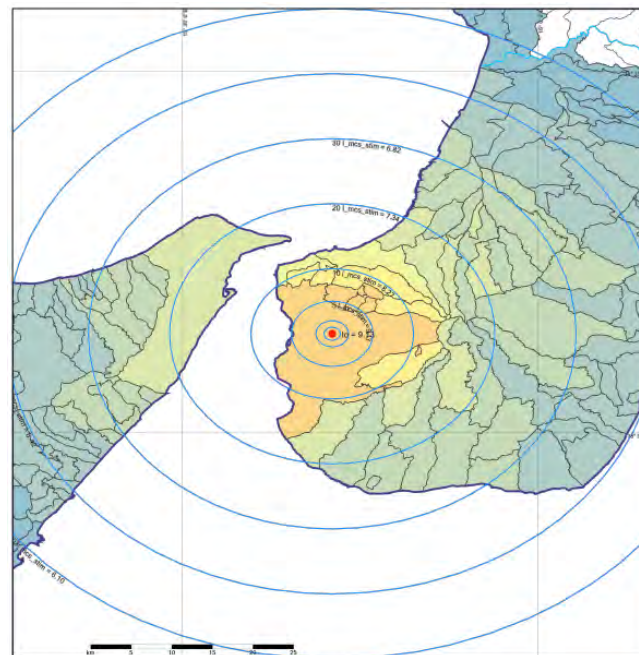


Fig.3 Scenario di scuotibilità T = To: Isoseste stimate con: Pasolini 2008
Intensità epicentrale (MCS) = 9.1

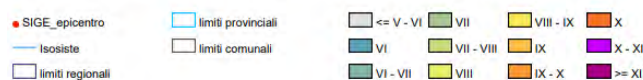


Figura 2. Epicentro e comuni entro 25 km dall'epicentro e scenario di Scuotibilità (tratto da Rapporto SIGE - Sistema Gestione Emergenze del Dipartimento della Protezione civile)

Il terremoto del 1975 simulato per l'esercitazione ($ML = 6.0 - M_w = 6.2$; profondità ipocentrale = 20 km) è capace di innescare effetti ambientali a terra come frane e liquefazioni e, potenzialmente, anche eventi di maremoto, per esempio a seguito dell'innescio di frane sottomarine (correnti di torbida). Sulla base delle simulazioni effettuate

nell'ambito del SiAM (Sistema di Allertamento nazionale per i Maremoti generati da terremoti nel Mar Mediterraneo), partendo dai parametri del terremoto dello scenario esercitativo, il potenziale maremoto che potrebbe generarsi avrebbe un livello di allerta Arancione. L'allerta per i maremoti generati da terremoti è gestita a livello nazionale dal "Sistema di Allertamento nazionale per i Maremoti generati da terremoti nel Mar Mediterraneo" (SiAM), ed è composto dal Dipartimento della Protezione Civile, che svolge anche le funzioni di coordinamento, dal Centro Allerta Tsunami dell'INGV - Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (CAT-INGV) e dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). Il SiAM è stato istituito formalmente dalla direttiva del PCM del 17 febbraio 2017 che definisce i compiti e le funzioni dei soggetti coinvolti. Nel sistema di allertamento SiAM sono adottati due diversi livelli di allerta in funzione della severità stimata del maremoto sulle coste italiane, il *livello Rosso* (Watch) e il *livello Arancione* (Advisory), che coincidono con gli analoghi livelli di allerta adottati in ambito UNESCO/IOC per il sistema di allertamento maremoto nella regione del Nord Est Atlantico, Mediterraneo e mari collegati (ICG/NEAMTWS). Lo scenario prevede quindi la possibilità che il sisma e lo tsunami coinvolgano siti sensibili sul territorio capaci di innescare fenomeni indotti secondari in grado di generare nuovi pericoli per le persone e per l'ambiente.

3.1 Pianificazione e gestione dell'attività esercitativa per rischio NaTech da sisma e tsunami generato da sisma: caso di studio presso la Raffineria di Milazzo (ME)

La pianificazione dell'attività addestrativa per la gestione del rischio Natech nell'ambito dell'attività esercitazione nazionale "Sisma dello "Stretto" ha quindi comportato la necessità di pianificare le attività per la doppia forzante *sisma* e *tsunami* generato da sisma presso la Raffineria di Milazzo (ME). Data la complessità del tema, è stato attuato un approccio per step successivi, avviati e condotti tramite riunioni dedicate presso il sito della Raffineria. In particolare:

step 1 - Attività preparatoria: condivisione del percorso di preparazione all'attività esercitativa Natech nell'ambito della più generale attività connessa all'esercitazione Nazionale "Terremoto dello Stretto 2022". Nell'incontro sono stati condivisi gli obiettivi dell'approccio metodologico proposto con le indicazioni di massima per la gestione degli eventi Natech elaborate dal DPC integrate con le procedure interne della Raffineria di Milazzo, oltre che a raccogliere input utili per la sua applicazione della fase di attuazione "simulata" su uno scenario con sisma e successivo tsunami generato da sisma.

step 2 - Condivisione degli obiettivi operativi tra cui:

➤ simulazione di attività di gestione del rischio Natech a seguito di sisma e tsunami con particolare riferimento alla identificazione dei punti critici di stabilimento, identificazione dei LOC (Loss of containment) ed alla attivazione di squadre miste composte da personale di raffineria e squadra NBCR del CNVVF;

- attivazione di tutti i livelli decisionali ed operativi interni alla Raffineria di Milazzo e gestione del collegamento con i centri di coordinamento di Protezione civile attivati sul territorio tramite il funzionario del CNVVF inviato sul posto;
- test delle procedure di messa in sicurezza in seguito ad evento sismico e tsunami, con verifica delle condizioni delle apparecchiature critiche d'impianto;
- test delle procedure di impiego di squadre miste interne/nucleo NBCR VVF;
- test del flusso delle comunicazioni con il sistema di protezione civile attivato sul territorio, unitamente al flusso di comunicazione tra la Capitaneria di Porto di Milazzo e la Raffineria di Milazzo nell'ambito del Sistema di Allertamento nazionale per i Maremoti generati da sisma nel Mar Mediterraneo (SIAM) per la messa in sicurezza interna dello stabilimento;
- condivisione del documento di progetto dell'esercitazione Natech e del relativo cronoprogramma delle attività integrate tra gestione interna RAM e modello di intervento del sistema di protezione civile.

Step 3 - Effettuazione delle attività previste nel cronoprogramma di cui allo step 2 nell'ambito della conduzione dell'attività addestrativa nazionale "Esercitazione dello stretto 2022" con "debriefing a caldo" per la verifica degli scostamenti e dei miglioramenti rispetto al documento di progetto condiviso. L'attività ha visto la partecipazione dei rappresentanti dei diversi enti e strutture di riferimento tra cui: Dipartimento della PC nazionale, Raffineria di Milazzo, Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, Protezione civile della Regione Sicilia, Capitaneria di Porto di Milazzo. Hanno inoltre partecipato alla fase di conduzione dell'esercitazione in qualità di osservatori, anche ISPRA e Università di Messina.

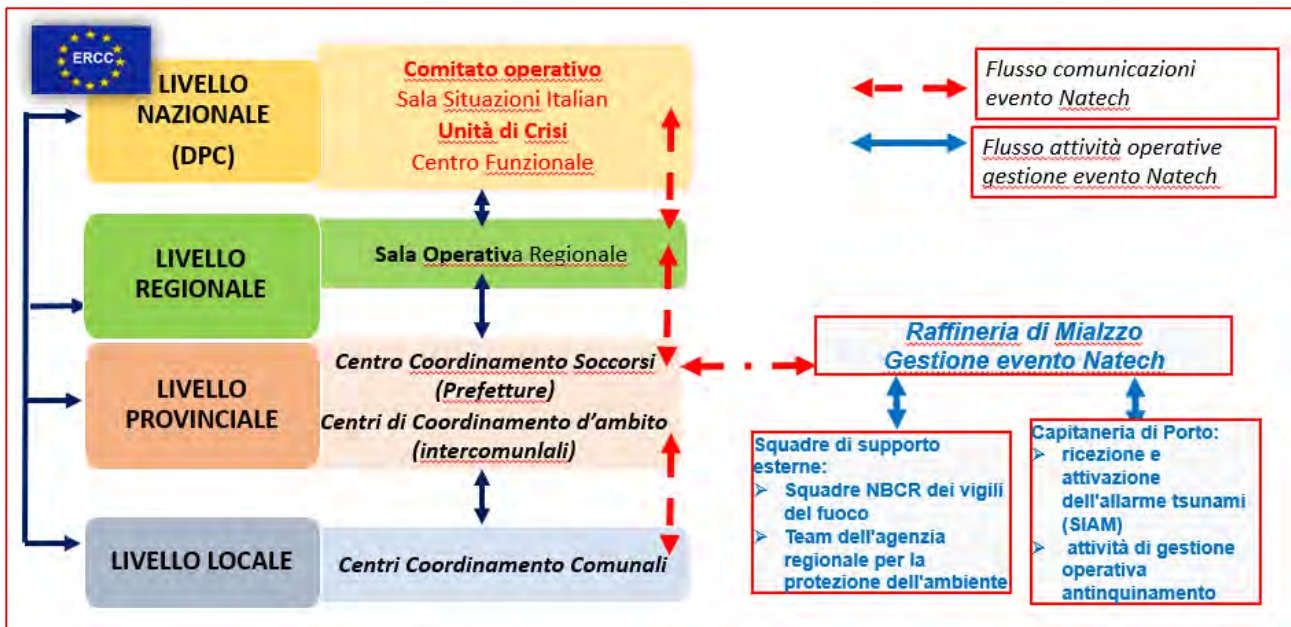


Figura 3. Flusso gestionale evento Natech integrato nel sistema di coordinamento generale nell'ambito dell'esercitazione nazionale "Sisma dello Stretto 2022"



Figura 4. Rappresentazione cartografica della Raffineria di Milazzo con le quote 1, 2, 4, 6, 8, 10 m s.l.m. elaborata dalla Protezione Civile della Regione Sicilia nell'ambito dell'esercitazione Natech

3.2 Principali attivazioni svolte nella fase di conduzione dell'esercitazione il giorno 4 novembre 2022

A seguito della definizione delle procedure integrate tra stabilimento e sistema di protezione civile, nella conduzione della fase esercitativa sono state attuate le seguenti azioni presso la RAM:

1. attivazione su più livelli decisionali interni, secondo quanto previsto dal piano di emergenza interno di Raffineria, con attivazione di:
 - a. squadra di emergenza interna
 - b. gruppo di coordinamento interno
 - c. gruppo di coordinamento esterno
2. identificazione e verifica dei potenziali principali LOC (perdite di contenimento);
3. simulazione del black-out con interruzione rete elettrica Nazionale e attivazione alimentazione prodotta internamente a scala di "isola grande";
4. simulazione team verifica integrati (team interno + squadre esterne VVF comprensive di squadra base e squadra provinciale CBRN);
5. verifica collegamenti radio e telefonici con strutture esterne (CNVVF, Capitaneria di Porto, CCS, DICOMAC);
6. verifica assetto della viabilità esterna mediante PC Regionale Sicilia;
9. Comunicazione Early Warning Tsunami con Capitaneria di Porto e messa in sicurezza personale/impianti in accordo alle procedure previste (in particolare delle squadre interne operanti nella fase di verifica LOC);
10. attività connesse alle disposizioni impartite dalla Capitaneria di Porto a seguito dell'allertamento nazionale maremoti SIAM (attività S.A.R. persone in mare, interruzione delle operazioni di carico da parte di motocisterne, distacco "reale" dei

bracci di carico ed allontanamento “figurato” dal pontile codificato come LOC 2, attivazione da parte di RAM di unità navali antinquinamento e missione antinquinamento effettuata con motovedette CP in ordine al Piano Antinquinamento locale).

Una delle attività ad elevato grado di interazione è stata proprio l'attività di distacco di uno dei nuovi bracci di carico (punto identificato come LOC 2) dotati di sistema di sgancio di emergenza con sistema ERC (Accoppiatore Sblocco di Emergenza). Questo sistema attua lo scollegamento del braccio di carico dalla nave in caso di emergenza. L' ERC è costituito da 2 valvole serrate insieme, che vengono chiuse prima dello scollegamento. In questo modo le fuoriuscite si riducono assolutamente al minimo. La fase di distacco è stata effettuata realmente ed è stata simulato l'allontanamento “figurato” della nave cisterna dal pontile, unitamente all'invio delle unità antinquinamento. Il distacco dei nuovi bracci di carico è avvenuto a seguito della ricezione dell'allarme maremoto attivato nell'ambito del sistema SIAM.



Figura 5. Attività di intercettazione e messa in sicurezza LOC 3 (linea adduzione Serbatoio da 160.000 mc TK530)



Figura 6. Attività congiunta tra squadre di emergenza della Raffineria di Milazzo e squadre NBCR dei Vigili del Fuoco



Figura 7. Fase di distacco di braccio di carico greggio da pontile n.1 (gestione LOC 2)

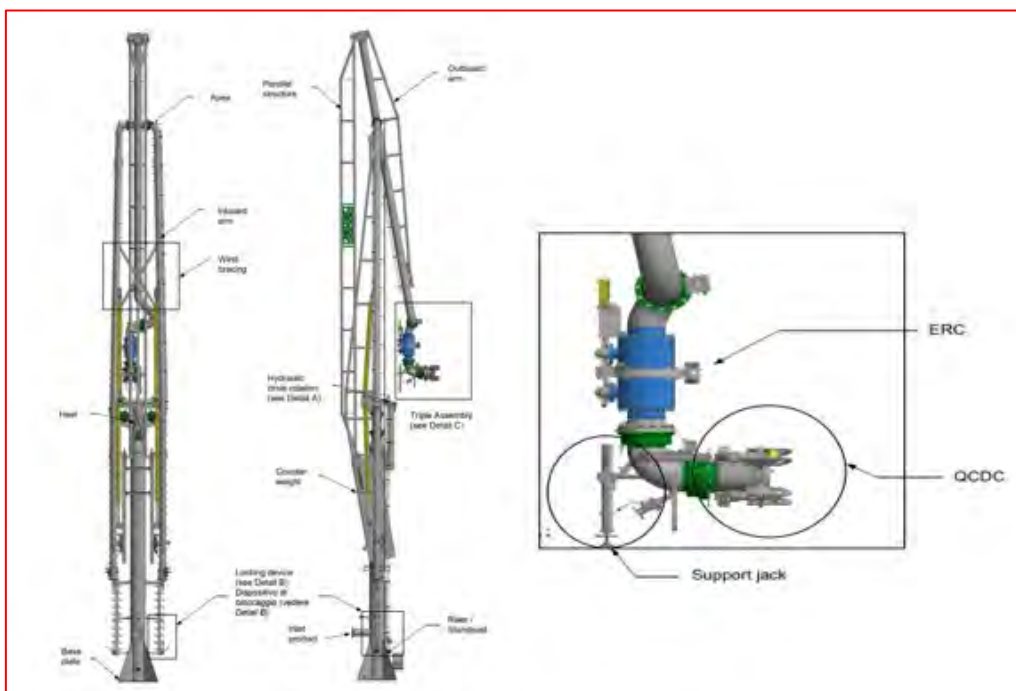


Figura 8. Particolare dei nuovi bracci di carico con sistema ERC di sgancio di emergenza.



Figura 9. Centro di coordinamento emergenza della raffineria di Milazzo



Figura 10. Debriefing a caldo dell'esercitazione Natech presso la di coordinamento emergenze della raffineria di Milazzo



Figura 11. Gruppo di lavoro per la pianificazione e gestione dell'esercitazione Natech per evento sismico e tsunami generato da sisma

4. CONCLUSIONI

In base all'esperienza acquisita, è possibile identificare alcuni elementi salienti:

- importanza dell'attività di pianificazione integrata dell'esercitazione: valutazione del rischio e valutazione del LOC, predisposizione del cronoprogramma integrato tra attività di stabilimento e attività "esterne" del sistema di risposta della protezione civile)
- importanza di attivare e verificare i flussi di comunicazione tra l'impianto ed il sistema di risposta
- importanza della prova rispetto alla mancanza di energia elettrica, indisponibilità di risorse esterne, indisponibilità di vie di accesso, contemporaneità del danno con perdite di contenimento
- possibile necessità di gestione di LOC (punti con potenziale perdita di contenimento) particolarmente complessi individuati in fase di pianificazione e definizione delle priorità nella gestione degli eventi.

Da quanto sopra declinato, si evince come il passaggio dalla conoscenza (nei suoi vari fattori quali il rischio, le modalità di risposta del territorio, le procedure, ecc.) alla creazione di un percorso esercitativo integrato tra l'impianto e il sistema di risposta esterno è come un salto quantico e richiede necessariamente un approccio graduale e condiviso.

5. Bibliografia

- [1] Documento di progetto esercitativo "esercitazione sisma dello stretto 2022" - Dipartimento della Protezione civile - 4,5,6 novembre 2022
- [2] Bignami Daniele F., "Protezione civile e riduzione del rischio disastri", Politecnica Maggioli editore, 2011
- [3] Geri Francesco, "La pianificazione e la gestione dell'emergenza" - Modulo IV - Lezioni al Master in Ingegneria dell'Emergenza, 2006
- [4] Geri Francesco, "L'applicazione del ciclo a sette passi per la gestione delle criticità" - Modulo IV - Lezioni al Master in Ingegneria dell'Emergenza, 2008
- [5] Geri Francesco, Salvatore Monaco, "Il punto di vista dei sistemi complessi nella gestione dell'emergenza" convegno scientifico nazionale - "sicurezza nei sistemi complessi" - bari, 19 - 20 - 21 ottobre 2005
- [6] Geri Francesco "Possibili indirizzi per la pianificazione ed attuazione di misure di mitigazione in riferimento ad eventi Na-Tech su impianti a Pericolo di Incidente Rilevante soggetti alla Direttiva Seveso" - convegno scientifico nazionale "Sicurezza sismica degli impianti chimici a rischio di incidente rilevante" - ENEA Roma, 7 febbraio 2013

[7] Geri Francesco: "L'early warning e il ciclo dell'emergenza nella gestione dei rischi indotti da eventi naturali su impianti a rischio di incidente rilevante" - Convegno internazionale SAFE 2005

[8] - Gruppo di lavoro Natech "Metodologie per la gestione di eventi Natech"

VGR 2016 - Istituto Superiore Antincendi - Roma

[9] UNDRR - United Nations Office for Disaster Risk Reduction "Building Resilience of SMEs - ITALY" in collaboration with Federcasse and Confindustria, 2019

[10] United Nation Office for Disaster Risk Reduction "Sendai Framework for Disaster Risk Reduction 2015 - 2030"

Valutazione del rischio NaTech di tipo idrogeologico per le condotte di trasporto di sostanze pericolose

S. Campana¹, R. Iovene², R. Vasile²

¹ Arta Abruzzo

² Inail – Uot Pescara

Abstract

Alcuni stabilimenti, soggetti al d.lgs. 105/2015, sono caratterizzati dalla presenza di condotte che uniscono parti di impianto, oggetto di analisi di rischio. Data l'estensione delle tubazioni e le caratteristiche del territorio italiano, è frequente che le stesse insistano su aree a rischio idrogeologico, che, in caso di eventi naturali intensi, possono dare origine a rilasci e conseguenti incidenti ed è pertanto necessario condurre specifici approfondimenti sul rischio NaTech.

Scopo del lavoro è esaminare l'evoluzione dell'analisi del rischio NaTech, in assenza di Linee Guida o regole tecniche di riferimento, adottato nei Rapporti di sicurezza di due stabilimenti ubicati in Abruzzo, mettendo in evidenza criticità e aspetti da approfondire.

L'analisi del rischio idrogeologico si basa sul reperimento di dati storici degli eventi franosi e alluvionali, associati alle informazioni desunte dalle carte di pericolosità redatte dalle Autorità Territoriali, completata con rilievi in campo per ricostruire le caratteristiche idrogeologiche e geomorfologiche delle aree interessate e ad individuare movimenti franosi. Pertanto, ai fini di una migliore valutazione e gestione del rischio, è opportuno che l'analisi del rischio NaTech sia completata con metodologie basate su verifiche di stabilità dei versanti e studi idraulici, che consentano di quantificare il rischio di danneggiamento delle condotte in caso di movimenti franosi ed esondazioni, i conseguenti eventi incidentali credibili e le aree di danno associate.

Data l'importanza e la multidisciplinarietà della tematica, è auspicabile che si pervenga all'emanazione di linee guida che indirizzino Gestori e valutatori sulla corretta analisi e gestione del rischio industriale indotto da dissesti ed alluvioni.

Keywords: NaTech, condotte, rischio idrogeologico.

1. Introduzione

Il Decreto Legislativo 26 giugno 2015, n. 105 *"Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose"* si applica agli stabilimenti, definiti come (art. 3 c. 1 lettera a) *"tutta l'area sottoposta al controllo di un gestore, nella quale sono presenti sostanze pericolose all'interno di uno o più impianti, comprese le infrastrutture o le attività comuni o connesse"*.

Fra le esclusioni indicate all'art. 2 c. 2 lettera d), la norma espressamente stabilisce che il Decreto non si applichi *"al trasporto di sostanze pericolose in condotte, comprese le stazioni di pompaggio al di fuori degli stabilimenti soggetti al presente decreto"*.

E' tuttavia, definito impianto (art. 3 c. 1 lettera h): *un'unità tecnica all'interno di uno stabilimento e che si trovi fuori terra o a livello sotterraneo, nel quale sono prodotte, utilizzate, maneggiate o immagazzinate le sostanze pericolose; esso comprende tutte le apparecchiature, le strutture, le condotte, i macchinari, gli utensili, le diramazioni ferroviarie private, le banchine, i pontili che servono l'impianto, i moli, i magazzini e le strutture analoghe, galleggianti o meno, necessari per il funzionamento di tale impianto.* Inoltre il parere espresso nell'ambito del Coordinamento ex art. 11 del D.lgs. 105/2015 relativo alle condotte (quesito Q2/2016) precisa che: *Il D.Lgs. 105/2015 si applica alle condotte per il trasporto di sostanze pericolose che sono da considerare come facenti parte dello stabilimento in quanto connesse funzionalmente agli impianti dello stesso stabilimento e sottoposte al controllo del medesimo gestore. Fermo restando quanto sopra, le condotte destinate al trasporto di sostanze, in entrata o in uscita, al di fuori dello stabilimento, sono considerate come parte dello stesso stabilimento fino al punto di allaccio alla condotta esterna, univocamente individuato da sezionamenti, valvole od altro.* Pertanto, le condotte che uniscono due impianti di un unico stabilimento sono da intendersi esse stesse parti dello stabilimento, anche se esterne alle aree perimetrate.

Considerato che tali condotte possono estendersi per diversi chilometri e che il territorio italiano è caratterizzato da diffusa pericolosità idrogeologica da frane e alluvioni, non è infrequente che le tubazioni di collegamento attraversino aree a rischio idrogeologico.

L'allegato C *"Criteri, dati e informazioni per la redazione e la valutazione del Rapporto di sicurezza e del Rapporto preliminare di sicurezza"* del d.lgs. 105/15 stabilisce al punto C.4.1 che il Rapporto di Sicurezza deve individuare *"le sequenze incidentali che possono generare un incidente rilevante e gli scenari ragionevolmente prevedibili che ne possono evolvere, in termini di conseguenze e probabilità. Ognuno degli scenari incidentali individuati dovrà essere corredato da una sintesi degli eventi che possono avere un ruolo nel loro innesco, con cause interne o esterne allo stabilimento"*. Fra le cause esterne, occorre considerare le *"cause naturali, come terremoti e inondazioni"*.

Come previsto al paragrafo 2 ed al punto C.3.2.1 dell'allegato C, per i dati relativi all'idrogeologia il Gestore utilizza i dati disponibili presso le Pubbliche Amministrazioni e fa riferimento alle classificazioni di legge vigenti.

In ultimo, l'allegato C al d.lgs. 105/15 richiede specificatamente al Gestore di indicare nel Rapporto di Sicurezza, al paragrafo C.7.1, quali sono *"le precauzioni e i coefficienti di sicurezza assunti nella progettazione delle strutture con riferimento agli eventi e alle perturbazioni descritte al punto C.3"* e di descrivere *"le precauzioni adottate per resistere ad eventuali spinte idrostatiche sulle apparecchiature e sulle parti d'impianto"*.

La disamina normativa fin qui riportata può riassumersi pertanto in questi termini: il Gestore di uno stabilimento a rischio di incidente rilevante deve valutare e gestire,

fra gli altri, anche i rischi indotti da dissesti ed alluvioni che possano interessare le condotte di trasporto di sostanze pericolose che collegano due parti di impianto, anche se esterne al perimetro dello stabilimento. La necessità di approfondimento è tanto più importante, in considerazione dei cambiamenti climatici in atto.

Al momento non sono ancora disponibili linee guida o norme tecniche che indirizzino i Gestori ed i valutatori sulle corrette modalità di esecuzione di tale analisi di rischio, che richiede competenze specialistiche multidisciplinari e può avvantaggiarsi dell'utilizzo di tecnologie di studio avanzate quali immagini satellitari e rilievi mediante droni, oltre a software specialistici.

2. La pericolosità idrogeologica in Italia e in Abruzzo

La Legge n. 183 del 18 maggio 1989 "*Norme per il riassetto organizzativo e funzionale della difesa del suolo*" ha individuato il bacino idrografico come base territoriale di riferimento per la protezione idrogeologica e le Autorità di bacino quali istituzioni responsabili della predisposizione del Piano di Bacino.

Esso è "*lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo e la corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato*".

Le aree a pericolosità e rischio idrogeologico per frane e alluvioni vengono individuate nei Piani stralcio di bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI), redatti secondo i criteri riportati nel DPCM del 29/09/1998 "*Atto di indirizzo e coordinamento per l'individuazione dei criteri relativi agli adempimenti di cui all'art. 1, commi 1 e 2, del D.L. 11 giugno 1998, n. 180*". La legge 183/89 è stata successivamente abrogata e sostituita dalla parte III del D. Lgs. 152/2006, che ha sostituito le precedenti Autorità di Bacino con le Autorità di Bacino Distrettuali. Le aree a pericolosità da frana dei Piani di Assetto Idrogeologico includono, oltre alle frane già verificatesi, anche le zone di possibile evoluzione dei fenomeni e le zone potenzialmente suscettibili a nuovi fenomeni franosi.

Secondo il Rapporto ISPRA "*Dissesto idrogeologico in Italia: pericolosità e indicatori di rischio*" [1], come si evince dalla tabella 1, l'Italia presenta una superficie complessiva delle aree a pericolosità da frana pari a 59.981 km² (19,9% del territorio nazionale). Sempre secondo il Rapporto ISPRA "*Dissesto idrogeologico in Italia: pericolosità e indicatori di rischio*" [1], il territorio abruzzese è caratterizzato da una percentuale di superficie territoriale con pericolosità di frana superiore rispetto alla media italiana, pari a 23.1% del territorio regionale, con ben il 15,5% di territorio regionale perimetrato a pericolosità elevata e molto elevata, percentuale fra le più alte in Italia. La Pericolosità è Molto Elevata nelle aree caratterizzate dalla presenza di categorie di dissesto allo stato attivo: *versanti vistosamente interessati da deformazione profonda, versanti interessati da deformazioni superficiali lente attive, corpi di frana per crollo e ribaltamento attivi, corpi di frana di genesi complessa attivi, corpi di frana di colamento*

attivi, corpi di frana di scorrimento traslativo attivi, corpi di frana di scorrimento rotazionale attivi e le superfici a calanchi e forme similari [2].

Nelle aree a Pericolosità elevata e moderata sono comprese “le Frane quiescenti e inattive secondo la “probabilità” più o meno elevata di riattivazione dei fenomeni, ossia a seconda che i dati sull’acclività e sulla litologia risultino più o meno predisponenti al dissesto. La possibilità di riattivazione delle Frane quiescenti e inattive, e quindi la loro appartenenza alle Pericolosità P2 o P1, è stata stabilita semiquantitativamente sulla base delle distribuzioni dei dati di litologia ed acclività [..]”. [2]

Le Aree di attenzione corrispondono generalmente a porzioni di territorio ove vi sono informazioni di possibili situazioni di dissesto a cui non è ancora stata associata alcuna classe di pericolosità.

Zona	Area regione	Pericolosità da frana				Area attenzione	Totale area a pericolosità da frana	
		Molto elevata P4	Elevata P3	Media P2	Moderata P1		AA	P4+P3+P2+P1+AA
	Km ²	Km ²	Km ²	Km ²	Km ²	Km ²	Km ²	%
Italia	302.066	9.153	16.257	13.836	13.953	6.782	59.981	19,9
Abruzzo	10.831	637,3	1.040,9	11,0	483,8	328,2	2.501,2	23,1

Tabella 1. Aree a pericolosità da frana PAI – confronto situazione italiana e abruzzese – Mosaicatura 2017 [1]

Per quanto riguarda il rischio alluvioni, le mappe di pericolosità del Piano Stralcio Difesa Alluvioni contengono la perimetrazione delle aree che potrebbero essere interessate da alluvioni secondo quattro scenari di probabilità, in funzione dei tempi di ritorno (50, 100 e 200 anni), dei livelli di piena e della velocità.

La mosaicatura di pericolosità è stata realizzata secondo i tre scenari del Decreto Legislativo 23 febbraio 2010, n. 49 “Attuazione della direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni”: elevata probabilità con tempo di ritorno fra 20 e 50 anni (alluvioni frequenti), media probabilità con tempo di ritorno fra 100 e 200 anni (alluvioni poco frequenti) e bassa probabilità (scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi).

Come si evince dalla tabella 2, il territorio italiano presenta una superficie complessiva delle aree soggette a pericolosità idraulica di 70.764 km² (23.4% del territorio nazionale), mentre il territorio abruzzese è caratterizzato da una percentuale di superficie soggetta a pericolosità idraulica del 4% rispetto alla superficie regionale.

Occorre tuttavia considerare che oltre il 95% del territorio è montuoso o collinare; pertanto, in Abruzzo le zone industriali si concentrano prevalentemente nelle pianure alluvionali, che possono essere soggette a pericolosità idraulica.

Zona	Area regione	Pericolosità idraulica			Totale area a pericolosità idraulica	
		Elevata P3	Media P2	Bassa P1	P3+P2+P1	
	Km ²	Km ²	Km ²	Km ²	%	
Italia	302.066	12.405	25.398	32.961	70.764	23,4
Abruzzo	10.831	97,1	149,9	179	426	4

Tabella 2. Aree a pericolosità idraulica – confronto situazione italiana e abruzzese – Mosaicatura 2017 [1]

I dati fin qui illustrati danno evidenza della elevata probabilità che lunghe condotte di collegamento fra due parti di impianto possano ricadere su aree a rischio idrogeologico, come infatti avviene negli stabilimenti oggetto del presente lavoro.

3. Approcci metodologici per valutare e gestire il rischio di frana ed alluvione sulle condotte

La valutazione del rischio Natech si è resa necessaria per due stabilimenti di soglia superiore, situati in Abruzzo, caratterizzati dalla presenza di condotte di trasporto di sostanze pericolose che uniscono due parti di impianto che insistono su aree con pericolosità di frana e/o di alluvione.

Le condotte del primo stabilimento si estendono su un vasto territorio prevalentemente collinare, frequentemente interessato da esondazioni e movimenti franosi.

Le condotte del secondo stabilimento sono ubicate in parte ai piedi ed in parte sono interrate entro un versante che è stato storicamente interessato da crolli.

Nei paragrafi seguenti si descriverà l'evoluzione dell'approccio all'analisi del rischio idrogeologico nei due stabilimenti e gli ulteriori approfondimenti che si ritengono opportuni per una più compiuta valutazione e gestione del rischio.

3.1 Analisi del rischio Natech di tubazioni di trasporto poste in parte in aree a rischio di esondazione e in parte soggette a movimenti franosi

Per il primo stabilimento in esame, la necessità di approfondire il rischio idrogeologico è stata determinata dall'effettivo verificarsi di dissesti ed allagamenti, che hanno portato il CTR nel 2010, quindi prima dell'emanazione del D. Lgs. 105/15, a chiedere alla Società di valutare il *"rischio indotto alle tubazioni e strumentazioni da eventuali dissesti idrogeologici o fenomeni di instabilità dei pendii ed eventi sismici"*. La Società ha prodotto un corposo studio che è partito dalla ricerca di dati bibliografici e di carte di pericolosità delle aree interessate ed è proseguito con rilievi di campo effettuati da tecnici esperti al fine di geolocalizzare le condotte ed individuare i tratti di tubazione interessati o potenzialmente interessati da dissesti.

Lo studio si è concluso con l'elaborazione di mappe e prospetti riassuntivi per ciascun tratto di tubazione, l'individuazione dei tratti considerati più critici in quanto

effettivamente o potenzialmente interessati da dissesti, e la proposta di attuazione di misure di intervento volte a rinforzare le sponde fluviali e spostare e/o proteggere le condotte. Gli interventi di difesa spondale hanno riguardato diversi tratti di condotta. Lo studio ha altresì individuato le aree critiche presso cui effettuare azioni di monitoraggio dopo ogni evento meteorico intenso.

L'approccio inizialmente adottato di fatto è consistito nella mappatura dei pericoli, nell'attuazione di misure correttive (ripristino/rinforzo dei tratti dissestati) e nella proposta di misure di monitoraggio (verifiche post eventi meteo intensi).

Con l'entrata in vigore del D. Lgs. 105/15, che richiede maggiore attenzione all'analisi del rischio Natech, il CTR ha richiesto ulteriori approfondimenti.

In particolare, per le condotte che insistono nelle aree caratterizzate da movimenti franosi, il CTR ha richiesto al Gestore di effettuare un aggiornamento dello studio già condotto, comprensivo di approfondimenti sulla stabilità dei versanti più critici, allo scopo di valutare se eventuali instabilità possano coinvolgere le condotte e danneggiarle. La Società ha avviato ulteriori approfondimenti di carattere geotecnico e geomorfologico, che al momento sono ancora in corso.

Per quanto riguarda le condotte poste in aree esondabili, il CTR ha prescritto alla Società di effettuare la valutazione del rischio indotto dalle spinte idrostatiche, così come previsto dal D. Lgs. 105/15

Il Gestore ha prodotto uno studio che si è concretizzato nelle seguenti azioni:

- Rilievi mediante volo Lidar e rilievi a terra, per la definizione topografica dell'area di studio;
- Campagna di indagini geognostiche e geofisiche finalizzata alla ricostruzione stratigrafica, idrogeologica e sismica dell'area di studio (sondaggi a carotaggio continuo, prove penetrometriche, realizzazione di piezometri, prove di permeabilità, prove di laboratorio per la caratterizzazione fisica e meccanica dei terreni);
- Rilievi vegetazionali e sviluppo della relativa cartografia, che ha messo in evidenza la stretta relazione che si instaura tra vegetazione, geomorfologia e dinamica fluviale;
- Studi bibliografici dell'assetto geologico, geomorfologico e idrogeologico dell'area di studio, integrato da attività di rilievo idromorfologico in campo ai fini dell'applicazione della metodologia IDRAIM mirata ad una comprensione degli aspetti di dinamica fluviale dei corsi d'acqua in oggetto;
- Studi idrologico-idraulici di dettaglio per gli ambiti idrografici di studio, valutati su tempi di ritorno di 200 anni.

Le attività sopra descritte hanno consentito una visione completa delle criticità idrauliche che potrebbero interessare le tubazioni.

La Società ha quindi analizzato la documentazione as-built, relativa alle aree impiantistiche, con particolare riguardo alle aree da attenzionare, studiando le caratteristiche delle fondazioni, delle apparecchiature presenti e del terreno, nello specifico:

- dimensioni delle fondazioni;
- profondità piano di posa;
- caratteristiche del materiale costituente le fondazioni;
- peso delle apparecchiature;
- diametro e spessore delle tubazioni;
- profondità di interrimento;
- caratteristiche del materiale costituente le tubazioni;
- peso delle tubazioni;
- caratteristiche del terreno.

Sono state infine condotte verifiche ed in particolare nei confronti dello Stato Limite Ultimo relative alla perdita di equilibrio della struttura o del terreno, dovuta alla spinta dell'acqua, e relative allo stato limite di resistenza del terreno per le fondazioni delle apparecchiature interessate ed è stata eseguita la verifica al galleggiamento delle condotte soggette a pericolo di inondazione.

Le verifiche sono state portate avanti tenendo presente che la presenza di falda produce effetti sia sul terreno sia sulle tubazioni di collegamento. Riguardo al terreno si ha una variazione dei parametri geotecnici, mentre per il tubo si registra l'insorgenza di sollecitazioni aggiuntive. Nella verifica sono state considerate come forze stabilizzanti:

- peso della condotta;
- peso del volume d'acqua sulla condotta;
- peso del rinterro gravante sul tubo.

Considerato che, in caso di esondazione, la tubazione è sottoposta ad una spinta dal basso verso l'alto, secondo il principio di Archimede, esercitando sul tubo un'azione instabilizzante, la verifica al galleggiamento si è intesa superata quando le forze stabilizzanti sono risultate maggiori della forza instabilizzante.

Lo studio condotto dalla Società per valutare le spinte idrostatiche non ha evidenziato criticità strutturali in caso di esondazione e, nelle more di linee guida di indirizzo nazionali che forniscano indicazioni ai valutatori, lo stesso è stato ritenuto esaustivo.

3.2 Analisi del rischio Natech di condotte in corrispondenza di un versante in frana

Le condotte del secondo stabilimento analizzato sono in parte poste alla base di un versante ad elevata pericolosità secondo il Piano di Assetto idrogeologico (PAI) dell'Autorità di bacino dell'Appennino Centrale e in parte sono interrate all'interno dello stesso versante. Anche in questo caso, dall'esperienza storica si evince l'accadimento di movimenti franosi e caduta di massi.

Una volta evidenziata la problematica da parte del CTR, prima dell'applicazione del D. Lgs. 105/15, la misura proposta ed attuata dal Gestore è stata quella di proteggere le tubazioni fuori terra mediante la realizzazione di una struttura metallica di protezione.

Con l'entrata in vigore del D. Lgs. 105/15, il CTR ha chiesto alla Società di produrre uno studio di approfondimento sul rischio idrogeologico per le condotte e le apparecchiature situate all'interno o in prossimità delle aree a pericolosità elevata, come individuate dal Piano di Assetto idrogeologico dell'Autorità di Bacino dell'Appennino.

Lo studio prodotto dalla Società si è basato sull'analisi delle deformazioni storiche dal 2010 al 2023 rilevate tramite interferometria SAR satellitare avanzata (A-DInSAR). L'obiettivo delle attività è stato quello di acquisire informazioni sul comportamento deformativo storico per la caratterizzazione di eventuali processi di instabilità, tenendo in considerazione il contesto geologico e geomorfologico dell'area.

Lo studio è stato condotto attraverso i seguenti passaggi:

- selezione e acquisizione delle immagini SAR satellitari ed elaborazione attraverso tecniche interferometriche;
- post-elaborazione e validazione dei risultati;
- attività di campo mediante sopralluoghi, tesi a verificare le criticità evidenziate dallo studio A-DInSAR e identificare eventuali problematiche locali.

L'analisi svolta ha consentito di individuare eventuali fenomeni di deformazione estesi e, in funzione della risoluzione delle immagini SAR utilizzate, di oggetti a terra coinvolti in processi deformativi localizzati.

Da un punto di vista geotecnico, è stata consultata la carta geologico-tecnica, per rilevare se l'area è interessata da corpi di frana attivi e con quale tipologia di cinematica di scorrimento; è stato anche consultato l'inventario IFFI [3], che segnala le zone soggette a instabilità.

Lo studio si è concluso valutando, dall'analisi dei dati, se nel periodo analizzato l'area sia risultata o meno stabile e se la stessa sia stata oggetto di spostamenti apprezzabili.

Lo studio effettuato può considerarsi una ricognizione utile e preliminare all'attività di analisi di rischio vera e propria, che dovrà focalizzarsi sulla effettiva pericolosità del versante, che come si evince dalla documentazione prodotta può essere soggetto a crolli/colate detritiche che potrebbero interessare l'infrastruttura.

Per una più compiuta valutazione e gestione del rischio, è opportuno effettuare uno studio che consenta di determinare la probabilità che un eventuale dissesto interessi le condotte e ne provochi il danneggiamento, causando la perdita di contenimento della sostanza pericolosa. Successivamente occorrerà valutare la frequenza di accadimento dei possibili scenari incidentali e, per quelli ragionevolmente credibili, stimarne le conseguenze.

Tali approfondimenti consentiranno di individuare ed adottare eventuali ulteriori misure di prevenzione o di protezione in modo da remotizzare la frequenza di accadimento dell'evento ed attuare monitoraggi puntuali volti a rilevare in anticipo eventuali movimenti, nonché di individuare le modalità di intervento in emergenza, in concorso con gli enti territoriali competenti.

4. Conclusioni

L'articolo ha descritto l'approccio adottato da due Gestori di Stabilimenti a rischio di incidente rilevante in Abruzzo, caratterizzati da condotte di collegamento fra due parti di impianto poste in aree a rischio idrogeologico, per valutare il rischio tecnologico indotto da eventi franosi o alluvioni.

Nella maggior parte dei casi, le analisi condotte sono partite dalle mappe di pericolosità idrogeologica redatte dagli Enti Territoriali competenti come le Autorità di Bacino e dalla ricognizione dell'esperienza storica locale relativa all'accadimento di dissesti ed esondazioni.

Il passaggio successivo è stato la georeferenziazione delle condotte e l'esecuzione di rilievi in campo, utilizzando anche lo studio dei dati di movimenti franosi rilevati dai satelliti. A seguito di queste attività, i Gestori hanno individuato le tubazioni maggiormente esposte a rischio ed hanno proposto misure correttive, di prevenzione e di protezione. Gli studi condotti finora non hanno quantificato le frequenze di accadimento e l'entità degli eventuali scenari incidentali conseguenti ad eventi naturali.

Dalle esperienze maturate nell'esame dei rapporti di sicurezza di stabilimenti di soglia superiore caratterizzati dalla presenza di condotte di collegamento, si è potuto desumere come sia necessario poter disporre di linee guida o regole tecniche che indirizzino i Gestori e i valutatori verso un approccio corretto ed uniforme nei confronti dell'analisi del rischio tecnologico indotto da eventi naturali, stante la complessità della materia, che richiede competenze specialistiche multidisciplinari. La linea guida dovrebbe indicare se e in quali situazioni è necessario, per una compiuta valutazione del rischio relativa ai tratti di tubazione interessati da rischio idrogeologico elevato o molto elevato, che siano eseguiti rilievi sito-specifici volti a conoscere in dettaglio le informazioni (idrogeologiche, geotecniche, morfologiche, vegetazionali, ecc) necessarie per consentire, sulla base delle caratteristiche costruttive e dello stato di conservazione degli impianti, che si effettui un'approfondita valutazione del rischio.

Nel caso la tubazione sia esposta al rischio di frane, è necessario valutare la stabilità del versante e calcolare la probabilità di accadimento degli eventi franosi, valutando con quale frequenza essi possano danneggiare la condotta.

Nel caso di rischio di alluvione, la valutazione del rischio non può prescindere da uno studio idraulico che consenta di individuare, con idonei tempi di ritorno, la frequenza con cui la tubazione può essere interessata da alluvione e con quale battente idraulico, valutando se la condotta è in grado di resistere alle spinte di galleggiamento e all'onda di piena, adottando le modalità indicate dalle NTC 2018.

In entrambi i casi, valutata la frequenza di danneggiamento delle condotte per cause naturali - frequenza che non può prescindere da una attenta analisi statistica dei cambiamenti climatici registrati negli ultimi anni - è necessario valutare le frequenze dei possibili scenari incidentali e calcolarne le conseguenze.

Gli elementi di cui sopra sono funzionali da un lato a quantificare l'effettivo rischio potenziale legato agli eventi naturali, dall'altro ad individuare le opportune misure di prevenzione e protezione e, non ultimo, a pianificare le azioni in emergenza, tenendo presente che, come per tutti i rischi tecnologici causati da eventi naturali, occorrerà prepararsi a gestire "l'emergenza nell'emergenza".

Bibliografia

- [1]. Rapporto ISPRA n. 287/2018 "Dissesto idrogeologico in Italia: pericolosità e indicatori di rischio – Edizione 2018", pagg. 16 e 36
- [2] Relazione generale del "Piano Stralcio Di Bacino Per L'assetto Idrogeologico Dei Bacini Di Rilievo Regionale Abruzzesi E Del Bacino Interregionale Del Fiume Sangro", approvato con DCR 29/1/2008, pag. 148
- [3] Inventario dei Fenomeni Franosi in Italia. APAT. 2007

Valutazione e gestione del rischio NaTech da sisma per serbatoi atmosferici a tetto galleggiante in stabilimenti industriali con Pericolo di Incidente Rilevante

M. Salimbeni¹, M. De Angelis¹, V. Vezzari², M. Ciucci³

¹ Università degli Studi di Roma La Sapienza, Dipartimento di Ingegneria Strutturale e Geotecnica.

² Global Sensing Srl

³ Inail - Dit

Abstract

L'interazione tra terremoto e stabilimenti industriali (eventi NaTech - Natural triggering Technological Disasters), in presenza di sostanze pericolose, può condurre ad incidenti rilevanti. Tra le apparecchiature più diffuse all'interno degli stabilimenti con Pericolo di Incidente Rilevante (PIR), i serbatoi atmosferici a tetto galleggiante sono particolarmente vulnerabili al sisma sia per gli elementi strutturali che non strutturali. Oltre alla possibilità di danni al mantello e in corrispondenza del fondo, si possono verificare incidenti legati al moto di sloshing, con conseguenze per il tetto galleggiante e gli accessori ad esso connessi, primo fra tutti il sistema di tenuta. Infatti, spostamenti eccessivi del tetto galleggiante possono generare ripetuti impatti contro il mantello in grado di compromettere la funzionalità del serbatoio, causando sia il rilascio di sostanza pericolosa, che l'innescare un incendio.

In questo lavoro, viene presentata ed applicata una metodologia di valutazione e di gestione del rischio sismico e prevenzione di incidente rilevante per serbatoi con tetto galleggiante. In particolare, vengono suggerite alcuni interventi per la mitigazione del rischio dei danni individuati durante la fase di valutazione della vulnerabilità sismica per un caso studio. L'efficacia di tali proposte viene valutata tramite l'impiego di curve di fragilità analitiche, realizzate *ad hoc* per il caso in esame.

Viene valutata inoltre, la possibilità di impiego di un sistema di monitoraggio strutturale e di assetto del serbatoio basato su sensori industriali in fibra ottica a tecnologia FBG (Fiber Bragg Grating), certificati ATEX, configurato per operazioni di Structural Health Monitoring, Leakage Early Warning e Predictive Maintenance.

Keywords: Rischio NaTech da sisma, serbatoi a tetto galleggiante, curve di fragilità, sensori FBG.

1 Introduzione

Gli stabilimenti industriali con Pericolo di Incidente Rilevante (PIR), soggetti al d.lgs. del 26 giugno 2015, n. 105 in Italia, vengono definiti tali poiché detengono sostanze pericolose in quantità superiori a certe soglie [1]. L'incidente rilevante in presenza di

sostanze pericolose consiste in un evento quale un'emissione, un incendio o un'esplosione, che può verificarsi a seguito di sequenze incidentali in cui i singoli eventi possono essere innescati da cause operative interne allo stabilimento, esterne o naturali. In questo ultimo caso, tali eventi vengono indicati con il termine NaTech (Natural Hazard Triggering Technological Disasters) [2]. In particolare, le analisi storiche evidenziano come l'impatto di un terremoto su uno stabilimento industriale possa generare un incidente rilevante, le cui conseguenze sono amplificate dal possibile contemporaneo fuori servizio di sistemi di sicurezza. Nell'ambito degli eventi NaTech, pertanto, si definisce rischio Natech da sisma in stabilimenti PIR il rischio che si verifichi un incidente rilevante correlato ad un evento sismico.

La valutazione del rischio sismico si compie all'interno della più generale analisi di rischio, che, tramite un approccio probabilistico, per ogni scenario incidentale individuato, permette di definire le cause, stimarne la frequenza di accadimento e proporre eventuali attività di gestione, siano esse di mitigazione e/o di monitoraggio [3]. Nel primo caso, possono essere svolti interventi tradizionali o innovativi di protezione sismica passiva. Gli interventi di tipo innovativo si sono dimostrati nel tempo utili ed efficaci per diversi tipi di costruzioni civili, e negli ultimi anni sono stati applicati anche in campo industriale, a seguito di studi condotti sul tema [4]–[6]. Il monitoraggio strutturale, invece, si avvale di strumenti di misura, come trasduttori di spostamento, estensimetri, inclinometri, accelerometri, sensori per la fuoriuscita di sostanza, misuratori di livello di riempimento. Generalmente, già in condizioni di esercizio le componenti industriali sono monitorate; pertanto, arricchendo la rete sensoristica presente con strumenti SMART [7], [8], è possibile realizzare un monitoraggio della risposta strutturale anche in caso di sisma. Si sta valutando, negli ultimi anni, l'applicazione di sensori in fibra ottica FBG (Fiber Bragg Grating) e FSI (Fiber Segment Interferometry) per il monitoraggio di alcune tipologie di apparecchiature industriali [9], [10]. I sistemi di monitoraggio sismico, se integrati con sistemi automatici di segnalazione del pericolo, consentono la realizzazione in sito di Earthquake Early Warning Systems (EWS) [11].

Attualmente, i codici normativi e le linee guida in materia di sicurezza [12], [13] pongono maggiore attenzione agli aspetti strutturali delle diverse apparecchiature, trascurando la possibilità di crisi degli elementi non strutturali che pure possono essere coinvolti- se non addirittura causare- un incidente rilevante.

Tra le apparecchiature più diffuse per lo stoccaggio di sostanze pericolose, nonché tra le più vulnerabili al sisma, vi sono i serbatoi atmosferici a tetto galleggiante. Danni strutturali e non strutturali ai serbatoi a tetto galleggiante possono comportare l'innescare di incidenti rilevanti [14]. In generale, il comportamento dinamico di un serbatoio atmosferico soggetto ad azione sismica è essenzialmente riconducibile alla dinamica del fluido indotta dal terremoto; il fluido in moto esercita una sovrappressione idrodinamica sul serbatoio che dipende principalmente da due componenti: una componente impulsiva dovuta all'accelerazione del suolo, considerando rigide le pareti del serbatoio, e una componente convettiva, o di

sloshing, legata al moto oscillatorio della superficie del fluido [15]. In un serbatoio a tetto galleggiante, la componente convettiva del moto del fluido interagisce con la dinamica del tetto: in [16], [17], l'autore fornisce un metodo di valutazione delle sollecitazioni agenti sul tetto dovute alle sovrappressioni dinamiche esercitate dal fluido, considerando sia tetti a doppio pontone che a singolo pontone.

Inoltre, lo spazio vuoto tra tetto galleggiante e mantello del serbatoio, pari circa a 200 mm è chiuso mediante un sistema di tenuta flessibile, la cui integrità è garantita da barre paraurti in acciaio che intervengono nel caso in cui il tetto subisca spostamenti importanti nel proprio piano. Qualora si danneggiasse il sistema di tenuta, si potrebbero verificare la fuoriuscita di vapori, la formazione di scintille e l'innescò di un incendio. In questo caso, la dinamica orizzontale del tetto, con il sistema di tenuta e con le barre paraurti, assume rilievo nell'ambito del comportamento sismico di un serbatoio a tetto galleggiante.

In questo lavoro si intende fornire un approccio completo alla valutazione della vulnerabilità sismica di un componente industriale, nonché avanzare delle proposte in termini di gestione del rischio, sia dal punto di vista della mitigazione che del monitoraggio strutturale.

A seguito di una breve descrizione delle differenti tipologie di danno da sisma per i serbatoi a tetto galleggiante, viene illustrata una modalità di valutazione probabilistica della vulnerabilità sismica fondata sull'utilizzo delle curve di fragilità. Infine, vengono presentate alcune proposte di intervento e/o di monitoraggio strutturale per serbatoi a tetto galleggiante, tenendo in considerazione quanto appreso nella fase di valutazione.

2 Tipologie di danno per serbatoi atmosferici a tetto galleggiante

Le tipologie di danno da sisma a cui è soggetto un serbatoio a tetto galleggiante sono varie e sono legate alle componenti impulsiva e convettiva del moto del fluido.

I danni riconducibili alla componente impulsiva coinvolgono principalmente gli elementi strutturali:

- Instabilità plastica del mantello, o deformazione a zampa d'elefante. Le tensioni circonferenziali, unitamente a quelle verticali di compressione, crescono fino a che, in prossimità del fondo, non si produce una instabilità locale.
- Instabilità elastica del mantello, o deformazione a diamante. La tensione verticale supera il valore critico dello sforzo verticale.
- Sollevamento del fondo e conseguenze, quali rottura del cordone di saldatura tra il fondo ed il mantello in serbatoi non ancorati, rottura in corrispondenza dell'ingresso/uscita di tubazioni.

La componente convettiva è responsabile dei danni alla parte superiore del mantello e al tetto del serbatoio, quali deformazioni eccessive, inclinazione e affondamento del tetto. In particolare, la crisi del tetto galleggiante e, soprattutto, degli elementi non strutturali ad esso connessi può provocare il rilascio di sostanze pericolose-inquinanti ed infiammabili- con possibile innescò di incendi ed esplosioni. Pertanto, i

danni connessi alla componente convettiva del moto del fluido sono quelli maggiormente coinvolti in incidenti che possono divenire rilevanti.

Inoltre, la dinamica del tetto nel proprio piano può essere anch'essa causa di un incidente rilevante: l'impatto puntuale e ripetuto delle barre paraurti o del tetto contro il mantello del serbatoio può generare elevate forze di contatto. Oltre a produrre scintille dovute al contatto tra due materiali metallici, capaci di accendere i vapori, l'impatto può anche causare danni locali al mantello.

3 Valutazione della vulnerabilità sismica

Il rischio è definito come il prodotto di tre fattori: pericolosità, vulnerabilità ed esposizione. L'analisi di rischio si pone l'obiettivo di individuare, valutare e, eventualmente, mitigare, il rischio connesso ai possibili scenari incidentali. L'adeguata valutazione della vulnerabilità sismica delle strutture e delle componenti industriali, pertanto, consente di svolgere una analisi di rischio che tenga conto di scenari incidentali innescati e/o aggravati dalla presenza di un terremoto (fig. 1).

3.1 Modellazione dei serbatoi atmosferici

La progettazione dei serbatoi in Italia fa riferimento alle NTC 2018 ed agli Eurocodici. Per i serbatoi di stoccaggio le verifiche possono essere eseguite secondo l'EC 8-4 o secondo le API Std 650. In particolare, l'EC8-4 propone un modello meccanico a masse concentrate che tiene conto sia della componente impulsiva che convettiva del moto del fluido. La norma fornisce espressioni analitiche per il calcolo della pressione idrodinamica agente sul mantello e sulla base, ed anche un modello semplificato per il calcolo del taglio alla base e del momento ribaltante. Le verifiche di sicurezza riguardano l'instabilità del mantello, lo scorrimento del fondo, il sollevamento del fondo e il superamento del franco libero.

In Matsui [16] il tetto galleggiante a doppio pontone è modellato come una piastra elastica isotropa con massa e rigidezza uniformi. In Matsui [17] il tetto galleggiante a singolo pontone è modellato come una piastra isotropa elastica a massa e rigidezza costanti nella zona centrale e una trave al bordo con rigidezza più elevata. Entrambe le formulazioni proposte si inquadrano nella teoria del potenziale lineare, e consentono di valutare gli spostamenti verticali e le sollecitazioni del tetto.

In [18] viene adottato un approccio semplificato per lo studio della dinamica orizzontale del tetto galleggiante: in ipotesi di piccoli spostamenti, si assume che il moto orizzontale e verticale del tetto siano tra loro disaccoppiati; nel modello agli elementi finiti proposto, pertanto, non viene modellato il fluido. L'impatto tra il tetto e il mantello si considera idealmente rigido elastico.

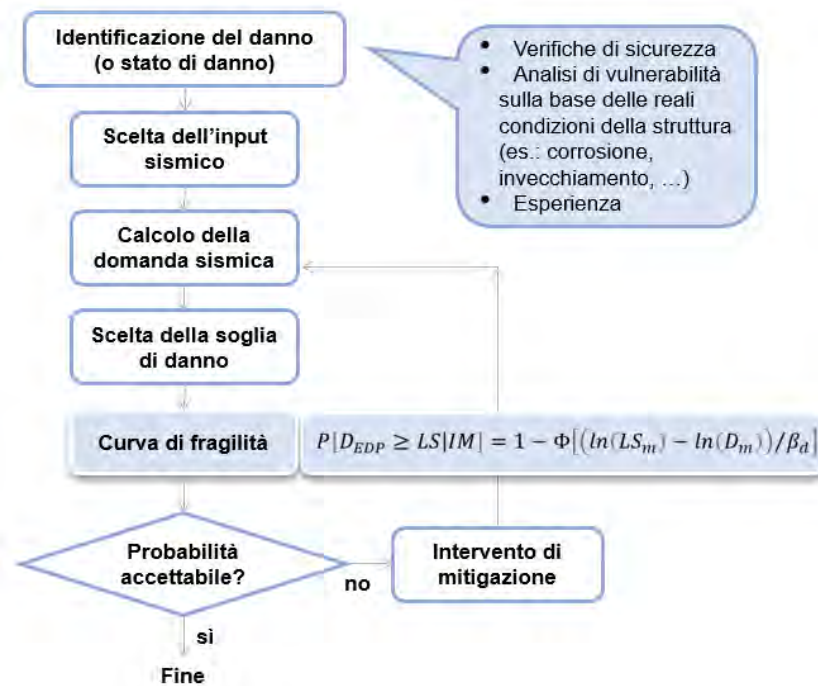


Figura 1. Schema di esempio per una analisi di rischio sismico

3.2 Modello probabilistico della domanda sismica

La funzione di fragilità rappresenta la probabilità che la domanda sismica (EDP - Engineering Demand Parameter) su una struttura superi lo stato limite (LS), inteso come condizione indesiderabile, per una certa misura di intensità (IM) del terremoto [19].

Il modello probabilistico della domanda sismica stabilisce la relazione tra EDP e IM del terremoto. Per definire questa relazione, possono essere utilizzati diversi metodi analitici. Il metodo Cloud è uno dei più comunemente utilizzati, perché, a differenza di altri metodi, adotta in input accelerogrammi non scalati.

Nell'ipotesi di una distribuzione lognormale di probabilità per la EDP , la domanda media D_m dipende da IM secondo una legge di potenza del tipo

$$D_m = a(IM)^b \quad (1)$$

dove a e b sono i coefficienti ottenuti per regressione lineare di D e IM sul piano bi-logaritmico

$$\ln(D_m) = b \cdot \ln(IM) + \ln(a) \quad (2)$$

Il modello di probabilità della domanda sismica assume si scrive come

$$P[D \geq LS|IM] = 1 - \Phi\left(\frac{\ln(LS) - \ln(D_m)}{\sqrt{\beta_{D|IM}^2 + \beta_{LS}^2}}\right) \quad (3)$$

con Φ funzione di distribuzione normale cumulativa standard, $\beta_{D|IM} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\ln(D_i) - \ln(D_m))^2}{N-2}}$ deviazione standard logaritmica condizionale in funzione della variabilità del set di dati, N è il numero di moti al suolo, $D_i (i=1, \dots, N)$ è il valore calcolato i -esimo della domanda, β_{LS} è l'incertezza relativa allo stato limite selezionato (in questo lavoro è uguale a 0).

3.3 Descrizione del caso studio

È stata valutata la vulnerabilità sismica di un serbatoio con tetto galleggiante a doppio pontone non ancorato a terra, le cui principali caratteristiche geometriche sono riportate in tab.1.

Raggio del serbatoio [m]	27.43
Altezza del serbatoio [m]	15.60
Altezza del fluido [m]	13.60
Densità di massa del tetto [kg/m ³]	380.00
Spessore del tetto [m]	0.80
Spessore della virola di fondo [m]	0.019

Tabella 1. Caratteristiche geometriche del caso studio

3.4 Selezione del set di accelerogrammi

Un set di 20 accelerogrammi è stato scelto per svolgere le analisi di fragilità. In particolare, sono stati selezionati 6 terremoti di lunga durata, 8 terremoti di tipo near fault e 7 record standard per coprire un adeguato range di valori di PGA.

3.5 Curve di fragilità

Per il caso studio in esame, sono state individuate cinque tipologie di danno: lo scorrimento del fondo, l'instabilità a zampa di elefante, l'instabilità a forma di diamante, il superamento del franco libero, l'impatto del tetto contro il mantello. Le prime tre sono state valutate secondo il modello presente in EC4-8, la quarta tramite il modello in [16], mentre l'ultima in base a [18]. Il ribaltamento del fondo non si verifica per questo tipo di serbatoio (rapporto di forma $s = H/R \cong 0.5$).

In fig.2 sono riportate le curve di fragilità realizzate per la valutazione della vulnerabilità nei confronti delle diverse tipologie di danno individuate. In fig.2a sono mostrate la probabilità che si verifichi lo scorrimento del fondo, ovvero che il taglio alla base del serbatoio superi la forza di attrito offerta dal piano d'appoggio, valutata per un coefficiente di attrito pari a 0.4 (il valore massimo concesso dalle norme). Le fig.2b e 2c rappresentano le curve di fragilità associate alla possibilità che si verifichino, rispettivamente, deformazioni del mantello a zampa di elefante e a diamante. I danni al mantello, generalmente meno coinvolti in incidenti rilevanti, risultano comunque piuttosto frequenti.

La curva di fragilità di fig.2e rappresenta la probabilità che si verifichi almeno un impatto: il serbatoio risulta, in questo caso, particolarmente vulnerabile nei confronti di questo scenario. Infine, le probabilità associate al superamento del franco libero (fig. 2d) risultano poco significative a fronte di un franco libero pari a 2.0 m.

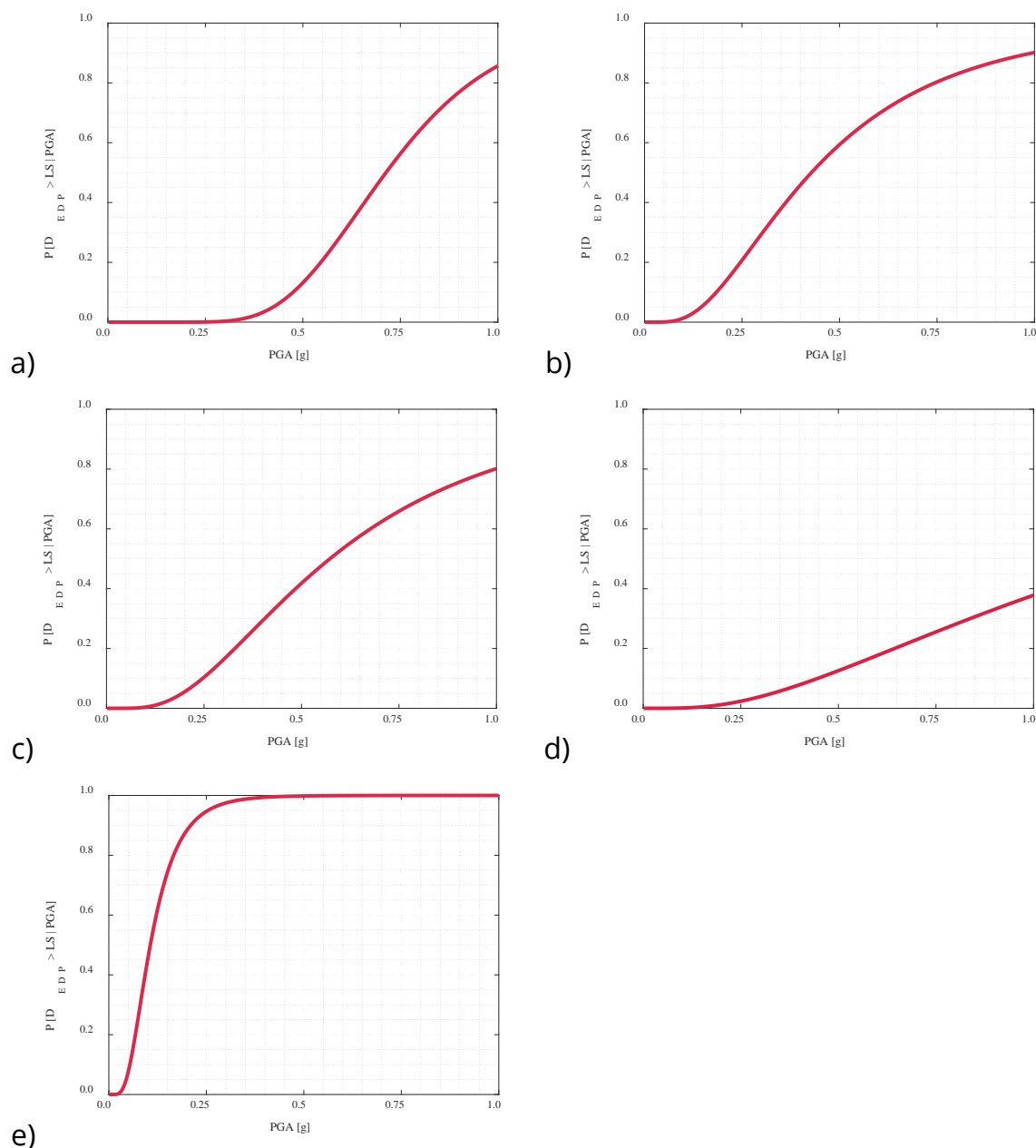


Figura 2. Curve di fragilità per a) scorrimento del fondo, b) instabilità a zampa di elefante, c) instabilità a forma di diamante; d) superamento del franco libero; e) impatto del tetto contro il mantello.

4 Gestione del rischio sismico

4.1 Mitigazione delle oscillazioni del tetto galleggiante

Per ognuna delle tipologie di danno individuate, a meno del superamento del franco libero, sono state proposte delle soluzioni di mitigazione del rischio (tab.2).

Danno	Proposta di mitigazione
Scorrimento del fondo	Riduzione della capacità del 20%
Deformazione a zampa di elefante	Aumento dello spessore del mantello di 2 mm
Deformazione a diamante	Aumento dello spessore del mantello di 2 mm
Impatto tetto-mantello	Aumento della rigidità del sistema di tenuta

Tabella 2. Soluzioni di mitigazioni proposte

Sulla base di tali soluzioni, è stata nuovamente valutata la vulnerabilità sismica del serbatoio nei confronti delle differenti tipologie di danno (fig.3).

Le curve di fragilità, a valle dell'intervento di mitigazione, permettono di osservare una generale riduzione della probabilità che si verifichi ciascuno scenario di danno.

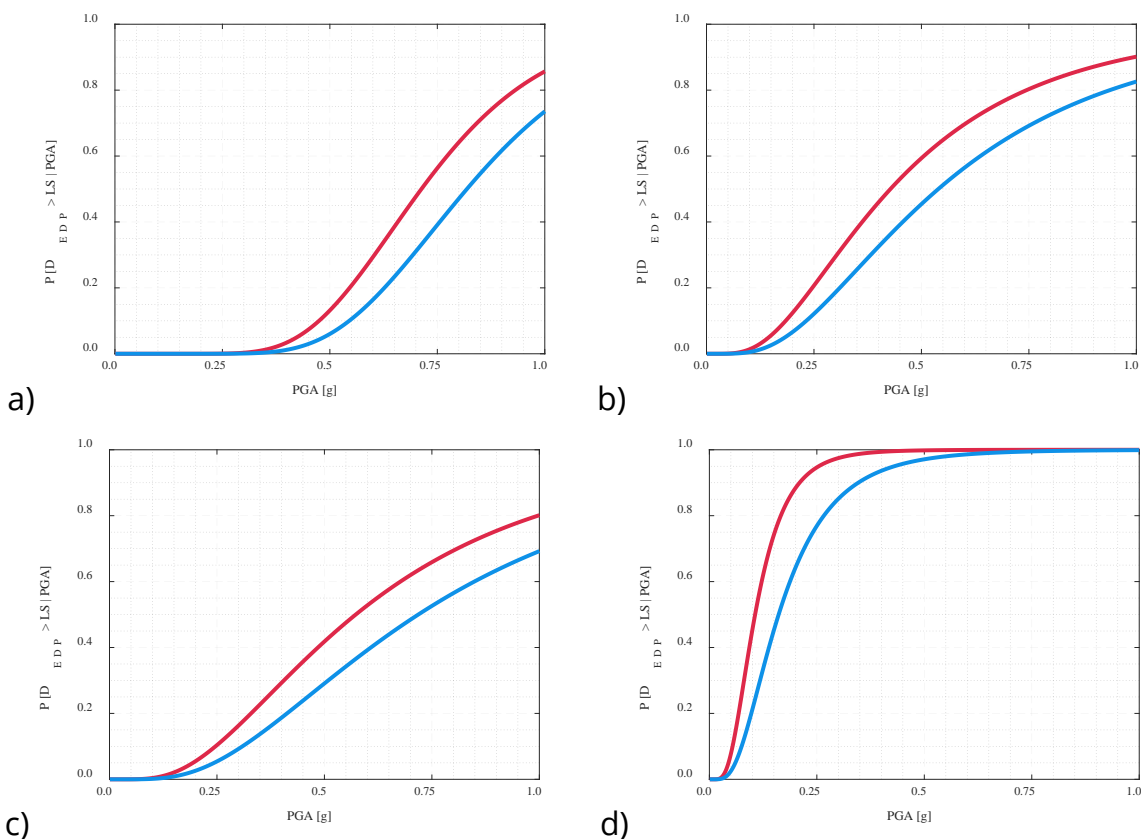


Figura 3. Curve di fragilità pre (linea rossa) e post (linea blu) intervento per a) scorrimento del fondo, instabilità a zampa di elefante e instabilità a forma di diamante; b) sversamento del liquido, impatto contro il mantello.

4.2 Sistemi di monitoraggio con sensori in fibre ottiche

L'ampia varietà delle tipologie di danno da sisma a cui è soggetto un serbatoio a tetto galleggiante, sommate alla particolare condizione ambientale in cui si trova l'apparecchiatura in esercizio e a seguito dell'evento, richiedono un sistema di controllo dinamico-continuo pre e post terremoto, robusto, multifunzionale e remotizzabile. Per caratteristiche metrologiche, funzionali e operative, la tecnologia dei sensori in fibra ottica FBG (Fiber Bragg Grating) e FSI (Fiber Segment Interferometry), risponde a tutte queste esigenze, con l'aggiunta di un aspetto non secondario, che è la sicurezza di esercizio grazie alla caratteristica dielettrica e alla certificazione ATEX; tali sensori sono in grado di operare a chilometri di distanza per la gestione e controllo delle operazioni SHM (Structural Health Monitoring), EW (Early Warning) e PM (Predictive Maintenance).

I sensori in fibra ottica FBG/FSI sono trasduttori multifunzione in grado di rilevare ad alta frequenza di campionamento, con elevata accuratezza e a lunga distanza, vibrazioni, deformazioni, temperature, variazioni di lunghezza, pressioni dinamiche, variazioni di geometria 2D e 3D e accelerazioni, lungo una fibra ottica monomodale opportunamente interfacciata alla struttura o al componente da monitorare [10]. In particolare, una combinazione di inclinometri e fessurimetri 2D/3D a fibre ottiche opportunamente disposti consente la realizzazione di una rete sensoristica adatta al monitoraggio strutturale del serbatoio a tetto galleggiante. Le instabilità elastica ed elasto-plastica del mantello potrebbero essere individuate e tenute sotto controllo, sia a livello qualitativo che quantitativo, attraverso l'uso di inclinometri biassiali installati a mezzo collanti strutturali sui quattro punti cardinali della superficie esterna del mantello a 2/3 dell'altezza da terra. L'entità del sollevamento del fondo di un serbatoio, invece, è dinamicamente quantificabile attraverso l'uso integrato di inclinometri biassiali e di fessurimetri, prevalentemente impiegati per l'individuazione della rottura dell'ancoraggio del serbatoio al suolo. Allo stesso modo è possibile individuare la rottura dell'ancoraggio e l'eventuale quantificare lo sfilamento, lo snervamento o l'entità del cedimento strutturale dell'ancoraggio stesso, attraverso l'uso combinato degli inclinometri con fessurimetri. Gli eventuali danni al sistema di tubazioni a servizio di un serbatoio possono essere rilevati con trasduttori in grado di individuare e localizzare la separazione anomala reciproca delle flange e il distacco del punto di giunzione tra tubazione e serbatoio [9]. Questi speciali sensori sviluppati come flanges leakage detectors, sono costituiti da uno speciale trasduttore anulare strumentato con sensori applicabile attorno ai collari di due flange accoppiate. Il sensore così configurato è in grado di rilevare la perdita di liquido da una flangia su cui è installato mediante un doppio controllo di tipo meccanico e idraulico, che consente di rilevare l'apertura della flangia oltre il valore limite consentito e in contemporanea l'eventuale fuoriuscita di liquido. Infine, l'inclinazione anomala del tetto galleggiante può essere individuata dinamicamente a mezzo di inclinometri biassiali.

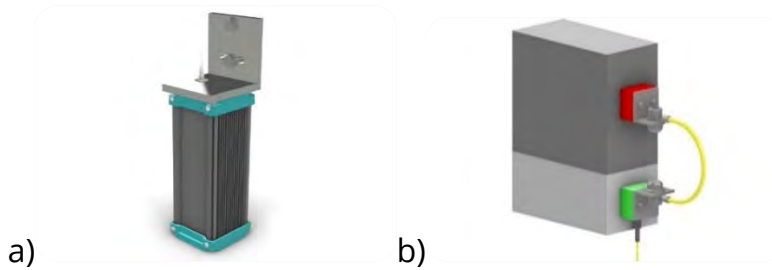


Figura 4. a) inclinometro biassiale a fibre ottiche; b) esempio di fessurimetro a fibre ottiche.

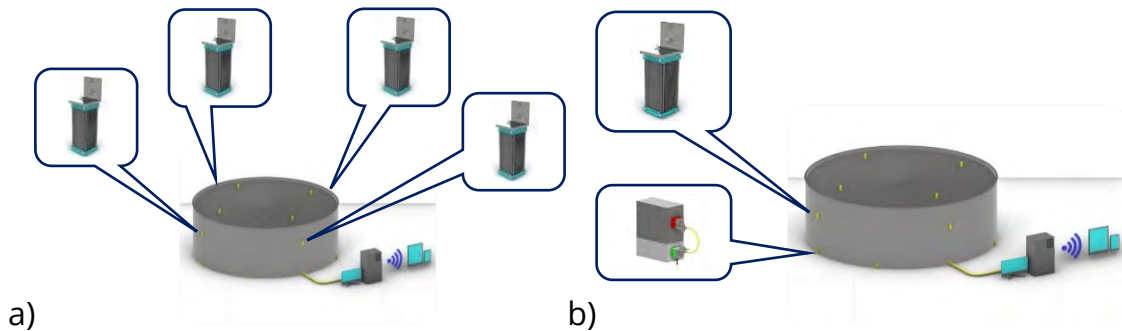


Figura 5. a) disposizione di installazione di 4 inclinometri dedicati all'instabilità elasto-plastica e elastica; b) inclinometri biassiali e misuratori 2D/3D combinati per il monitoraggio dei danni dovuti al sollevamento del fondo del serbatoio.

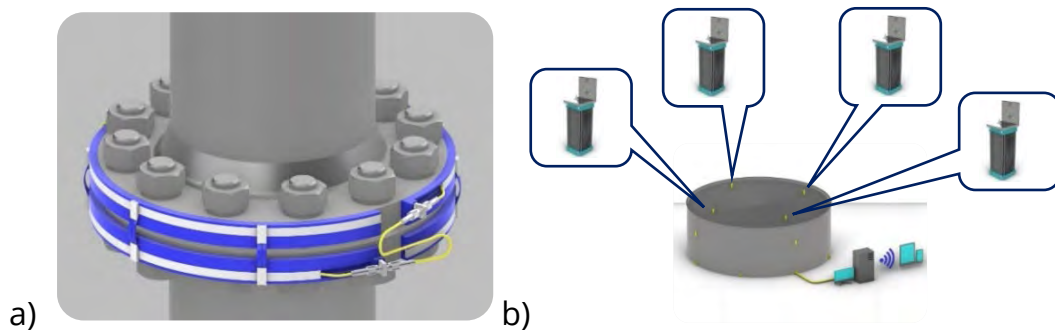


Figura 6. a) flange a fibre ottiche, rilevatori di perdite installati su collari di una flangia di collegamento del tubo; b) disposizione degli inclinometri biassiali sul tetto galleggiante.

5 Conclusioni

In questo lavoro è stata illustrata una metodologia di analisi di rischio sismico di uno stabilimento PIR, dalla valutazione della vulnerabilità dell'apparecchiatura industriale, alle proposte di gestione del rischio derivante dalle criticità emerse in fase di valutazione. In particolare, è stata affrontata la valutazione della vulnerabilità sismica di un serbatoio atmosferico a tetto galleggiante. Le curve di fragilità, realizzate *ad hoc*

per il caso studio in esame, permettono di ottenere un quadro più ampio, rispetto alle attuali norme, in materia di sicurezza del serbatoio.

Nei confronti delle tipologie di danno più probabili, quali scorrimento del fondo, deformazioni del mantello e impatto tra tetto e mantello, sono state proposte alcune soluzioni di gestione del rischio sismico, sia in termini di interventi di mitigazione strutturali e non strutturali, sia tramite l'utilizzo di sensori dedicati con tecnologia a fibre ottiche.

6 Bibliografia

- [1] Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. 2015.
- [2] A. Mesa-Gómez, J. Casal, F. Muñoz, Risk analysis in Natech events: State of the art. *J. Loss. Prev. Process. Ind.* 2020; 64.
- [3] A. C. Caputo, F. Paolacci, O. S. Bursi, R. Giannini. Problems and Perspectives in Seismic Quantitative Risk Analysis of Chemical Process Plants. *J. Press. Vessel Technol. Trans. ASME.* 2019; 141.
- [4] D. Zahedin Labaf, M. De Angelis, M. Basili. Multi-objective optimal design and seismic assessment of an inerter-based hybrid control system for storage tanks. *Bull. Earthq. Eng.* 2023; 21: 1481–1507.
- [5] F. Paolacci, R. Giannini, M. De Angelis, M. Ciucci. Experimental investigation on the seismic behaviour of base-isolated steel storage tank. Atti della Conferenza su *Seismic Isolation, Energy Dissipation and Active Vibration Control of Structures*, Guangzhou, China, 17-21 novembre, 2009.
- [6] F. Paolacci, R. Giannini, M. De Angelis, M. Ciucci. Seismic vulnerability of major-hazard industrial plants and applicability of innovative seismic protection systems for its reduction. Atti della Conferenza su *Seismic Isolation, Energy Dissipation and Active Vibration Control of Structures*, Guangzhou, China, 17-21 novembre, 2009.
- [7] A. Marino, M. Ciucci, F. Paolacci. Smart technologies for integrated natural risk management: Innovative methodologies and remote sensing. Atti della Conferenza su *Pressure Vessels and Piping PVP*, Waikoloa, Hawaii, USA, 16–20 luglio, 2017.
- [8] M. Ciucci, A. Marino. Integrated smart seismic risks management. Atti della Conferenza su *Pressure Vessels and Piping PVP*, San Antonio, Texas, 14-19 luglio, 2019.
- [9] F. Paolacci, G. Quinci, C. Nardin, V. Vezzari, A. Marino, M. Ciucci. Bolted flange joints equipped with FBG sensors in industrial piping systems subjected to seismic loads. *J. Loss. Prev. Process. Ind.* 2021; 72.
- [10] M. Salimbeni, M. De Angelis, M. Ciucci. Earthquake NaTech Risk Assessment in Major-Hazard Industrial Plants, a Case Study: Cylindrical Liquid Storage Tank with Floating Roof. Atti della Conferenza su *Pressure Vessels and Piping PVP*, Las Vegas, Nevada, 17-22 luglio, 2022.
- [11] G. Fabbrocino, I. Iervolino, G. Manfredi, E. Salzano. Seismic early warning systems: Some insights for the process industry. Atto di Conferenza su *Structural Health Monitoring of Intelligent Infrastructure*, Shenzhen, China, 16-18 novembre, 2005.

- [12] API Standard 650 - Welded tanks for oil storage. Eleventh edition. American Petroleum Institute, 2012.
- [13] Uni En 1998, Eurocodice 8 Indicazioni progettuali per la resistenza sismica delle strutture Parte 4: Silos, serbatoi e tubazioni. 1994.
- [14] P. Moshashaei, S. S. Alizadeh, L. Khazini, M. Asghari-Jafarabadi. Investigate the Causes of Fires and Explosions at External Floating Roof Tanks: A Comprehensive Literature Review. *J. Fail. Anal. Prev.* 2017; 17: 1044–1052.
- [15] F. G. Rammerstorfer, K. Scharf, F. D. Fisher. Storage tanks under earthquake loading. *Appl. Mech. Rev.* 1990; 43: 261–282.
- [16] T. Matsui. Sloshing in a cylindrical liquid storage tank with a floating roof under seismic excitation. *J. Press. Vessel. Technol.* 2007; 129: 557–566.
- [17] T. Matsui. Sloshing in a cylindrical liquid storage tank with a single-deck type floating roof under seismic excitation. *J. Press. Vessel. Technol.* 2009; 131.
- [18] M. Salimbeni, M. De Angelis, M. Ciucci. Earthquake NaTech risk: numerical analysis of floating roof and sealing system in cylindrical storage tanks. Atto di Conferenza su *Computational Methods in Structural Dynamics and Earthquake Engineering*, Atene, Grecia, 12-14 giugno, 2023.
- [19] D. Lallemant, A. S. Kiremidjian, H. Burton. Statistical procedures for developing earthquake damage fragility curves. *Earthq. Eng. Struct. Dyn.* 2015.

Navigazione Risk-Aware in impianti industriali PIR a rischio di incidenti NaTech

A. Marino¹, G. J. O'Reilly², P. Dubini³, F. Dacarro³, S. Mascetti⁴

¹Inail - Dit

²Scuola Universitaria Superiore IUSS Pavia

³EU CENTRE

⁴Università degli Studi di Milano

Abstract

Gli stabilimenti industriali con pericolo di incidente rilevante (PIR) sono piuttosto vulnerabili a eventi NaTech da Sisma, provocati da danni ai componenti strutturali e non-strutturali e relativi al potenziale rilascio di sostanze pericolose. Per mitigare e gestire questo rischio è stato realizzato il progetto di ricerca ROSSINI e sono qui descritti i risultati relativi al miglioramento delle condizioni di sicurezza dei lavoratori dello stabilimento e alla navigazione risk-based in situazioni di emergenza. È stato definito un database opportuno di curve di fragilità e vulnerabilità che caratterizzano la risposta sismica dei vari componenti della tipologia impiantistica identificata. Il progetto comprende un sistema di acquisizione dati, consistente in una scheda di acquisizione di una configurazione di sensoristica con differenti tecnologie, che processa l'evento sismico e altri dati ambientali prima di inviarli come input verso i moduli di identificazione e valutazione del rischio (RIE). Qui i rischi associati al danno strutturale e non-strutturale, relativi al rilascio di sostanze pericolose, sono valutati e combinati a formare mappa di rischio navigabile. Questa mappa è utilizzata in una app dedicata di navigazione per l'esodo sicuro dei lavoratori da un impianto industriale in caso di incidente. Per dimostrare l'implementazione di questo sistema è stato realizzato, simulato e testato anche su tavola vibrante, un caso di studio consistente in edifici, componenti non strutturali, serbatoi, sistemi di tubazioni e serbatoi di stoccaggio di sostanze chimiche.

Keywords: NaTech, Navigazione risk-aware, Stabilimenti PIR.

1. Introduzione

Gli incidenti provocati da pericoli naturali come i terremoti che innescano disastri tecnologici sono chiamati incidenti NaTech. Quando si verificano negli impianti industriali, questi eventi hanno un alto potenziale di danni e collassi di elementi strutturali e non strutturali, oltre al rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente. L'Italia è particolarmente suscettibile agli eventi NaTech, particolarmente dannosi per strutture complesse come impianti industriali costituiti da numerosi edifici e

attrezzature pericolose, il cui danneggiamento potrebbe comportare impatti significativi sulla salute umana. Inoltre, molti processi all'interno degli impianti industriali sono condotti in serie, il che significa che il danneggiamento di un componente potrebbe arrestare l'intero processo con conseguente interruzione dell'attività. Nel corso degli anni, sono state documentate notevoli quantità di guasti che hanno causato vittime negli impianti industriali a seguito di eventi sismici. Il terremoto di Izmit del 1999 in Turchia ha causato danni significativi alla raffineria di Tupras in seguito al crollo strutturale di un camino in cemento e al successivo rilascio di un grande volume di sostanze pericolose nell'ambiente circostante. La vulnerabilità degli impianti PIR è accentuata dal rischio di rilascio di sostanze pericolose a causa della rottura delle condotte o del cedimento dei serbatoi di stoccaggio. Inoltre, il crollo degli edifici all'interno dell'area dell'impianto può portare a danneggiamenti simultanei delle tubazioni amplificando anche le conseguenze del possibile malfunzionamento dei sistemi di sicurezza attraverso catene multiple di incidenti. Si evidenzia inoltre che le conseguenze del danneggiamento dei componenti e del conseguente rilascio di sostanze pericolose possono essere gravi anche nonostante una moderata intensità del terremoto, e quindi non devono essere ignorate. Anche se l'implementazione di adeguati sistemi di sicurezza è di grande importanza, l'esodo sicuro dei lavoratori in situazione di emergenza rimane una priorità. Pertanto, all'interno di questo studio, è stato sviluppato un sistema di navigazione risk-aware con l'obiettivo di gestire e mitigare il rischio sismico negli impianti industriali a seguito di eventi sismici. In questo lavoro, gli obiettivi del progetto ROSSINI sono illustrati insieme alle tecnologie dei sensori utilizzate. La sua implementazione è dettagliata con l'uso di un array multi-sensore per il calcolo integrato del rischio in impianti industriali a rischio di incidenti NaTech. Una parte fondamentale del sistema riguarda i moduli di identificazione e valutazione del rischio (RIE), in cui le metriche di rischio associate al cedimento strutturale e non strutturale sono combinate con i rischi dovuti al rilascio di sostanze. Per un dato scuotimento sismico rilevato in un impianto industriale attraverso l'array multisensore, il sistema fornisce una mappa del rischio in tempo reale che i lavoratori dell'impianto possono utilizzare ed essere guidati per uscire attraverso il percorso più sicuro (cioè a rischio minimo) calcolato automaticamente dal sistema. I rischi associati ai danni a elementi come sistemi di tubazioni, strutture industriali e serbatoi di stoccaggio sono combinati con la probabilità che le sostanze pericolose vengano rilasciate e diffuse nell'ambiente. Le stime del rischio di danneggiamento strutturale e non strutturale si basano su un approccio classico delle curve di fragilità, in cui la probabilità di una determinata soglia di danno, e le successive conseguenze, sono stimate da un database di curve di fragilità. Infine, viene descritta l'architettura computazionale sviluppata per l'identificazione della via di uscita più sicura e la sua implementazione all'interno di un'app mobile. Utilizzando gli strumenti sviluppati, il sistema viene valutato attraverso

la sua applicazione a casi studio considerando scuotimenti del terreno di varie intensità e vari scenari.

2. Panoramica del quadro di riferimento per la valutazione del rischio

La stima del rischio a seguito di un evento sismico richiede la conoscenza dei modelli di fragilità relativi alla probabilità di collasso di componenti strutturali e non strutturali all'interno dell'impianto industriale. L'architettura del framework RIE utilizzata come parte del progetto ROSSINI è illustrata schematicamente nella Figura 1. Una volta rilevato un evento sismico, il segnale grezzo viene elaborato e trasmesso attraverso la scheda di acquisizione dati, dove le misure di intensità del movimento del terreno e altri dati della sensoristica vengono passati ai moduli RIE. Qui, i moduli RIE utilizzano il database analitico composto da funzioni di fragilità e conseguenza e stimano i danni e le dispersioni di sostanze pericolose. Infine, l'output dei rischi viene trasmesso al sistema di navigazione, che mappa i rischi e fornisce il percorso più sicuro per un determinato lavoratore attraverso l'app mobile.

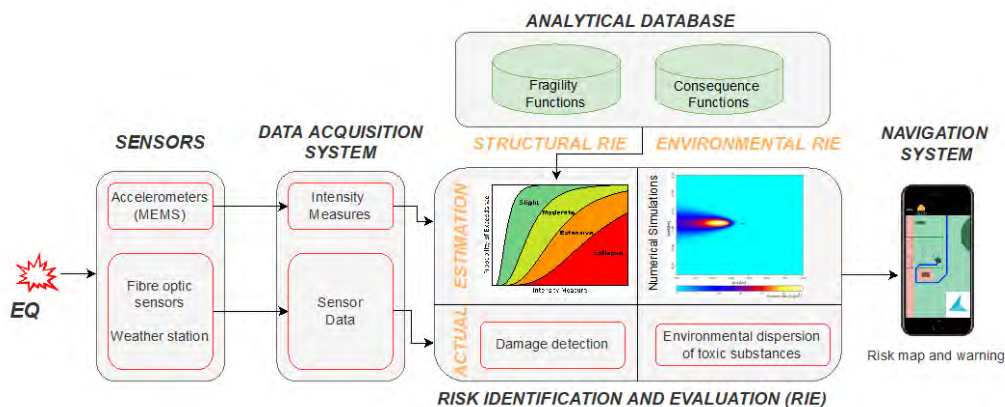


Figura 1. Diagramma di flusso del progetto ROSSINI

3. Tecnologie della sensoristica

La piattaforma utilizzata in ROSSINI integra moduli RIE strutturali e ambientali. I rischi associati ai danni strutturali degli edifici e dei componenti dell'impianto danneggiati, come condotte e serbatoi, sono stimati all'interno del modulo strutturale RIE. Il modulo RIE ambientale invece si basa sulla stima del campo di concentrazione di sostanze chimiche nell'impianto industriale dovuto al rilascio dai componenti dell'impianto e sulla simulazione della sua diffusione spaziale nel tempo. I dati di input per entrambe le RIE sono implementati all'interno della piattaforma ROSSINI, che acquisisce e analizza i dati provenienti da diverse tecnologie di sensoristica, come accelerometri Micro-Electro-Mechanical-System (MEMS), sensori a fibra ottica (FO) (ad esempio, Fiber Bragg Grating, FBG e basato su backscattering distribuito).

3.1 Sistema di acquisizione dati

Come illustrato in Figura 2, il sistema di acquisizione dati è costituito da più sensori installati nell'ambiente locale, unità di elaborazione distribuite (schede di acquisizione dati) e modulo di integrazione e filtraggio dei dati in esecuzione sul server ROSSINI, dove robustezza e ridondanza sono di primaria importanza nella fase di progettazione. Nel campo dell'acquisizione dati, la novità del sistema ROSSINI risiede nella possibilità di sfruttare diverse tecnologie di sensori (accelerometri MEMS, sensori FO) a seconda delle specifiche esigenze dell'impianto e delle strategie prestabilite. L'architettura hardware è progettata per essere robusta e ridondante rispetto ai problemi che possono verificarsi durante i terremoti o ai gravi danni alle strutture che possono compromettere la sicurezza e la funzionalità del sistema di monitoraggio e allarme. Per garantire la corretta funzionalità in caso di guasto dell'impianto elettrico, la scheda di acquisizione è inoltre dotata di una batteria che garantisce 12 ore di servizio e di un pannello solare per ricaricarla durante le ore soleggiate della giornata. Inoltre, l'elettronica della scheda è adeguatamente protetta da urti accidentali o caduta di macerie da una scatola di plastica rigida, consentendo al sistema di funzionare in condizioni avverse e ambienti difficili. Infine, la scheda di acquisizione supporta la connessione Gigabit cablata alla rete locale e il modem wireless 4G/LTE. La connessione fisica è la più affidabile ed efficiente attualmente disponibile e viene utilizzata come connessione principale, mentre quella wireless viene utilizzata come opzione fail-safe. Sebbene secondaria, la connessione wireless consente di condividere i dati in tempo reale con il server ROSSINI con una latenza minima.

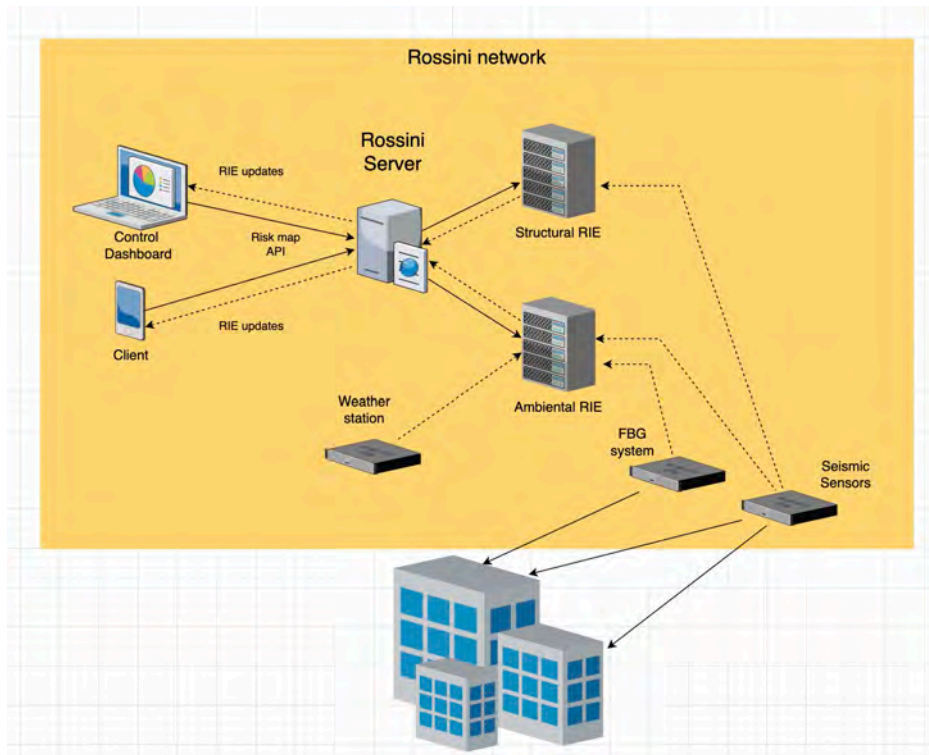


Figura 2. Illustrazione dei sensori e della loro interazione all'interno dei moduli RIE

4. Identificazione e valutazione del rischio (RIE)

4.1 RIE Strutturale

Il modulo RIE strutturale calcola il rischio in base alla probabilità di superamento di specifici DS. Questo è valido sia per i componenti strutturali che non strutturali e viene calcolato per un dato IM ottenuto tramite la sensoristica installata in tutto l'impianto industriale. L'uso di curve di fragilità consente la stima diretta della probabilità di danneggiamento dei componenti e tiene conto delle varie incertezze intrinsecamente presenti (ad esempio, variabilità della registrazione del movimento del terreno, incertezza della modellazione); Pertanto, queste probabilità sono utilizzate per indicare i possibili impatti sul percorso che i lavoratori industriali possono utilizzare come parte del loro esodo in condizioni stabili non di emergenza all'interno dell'area dell'impianto industriale.

4.2 RIE ambientale

I valori di rischio per la salute che descrivono i livelli di contaminazione nell'ambiente locale sono mappati per identificare le aree hot-spot con maggiori rischi per la salute dei lavoratori. I rischi per la salute sono calcolati a partire dal campo di concentrazione spazialmente risolto ottenuto dalla dispersione atmosferica per ricavare il possibile livello di gravità degli impatti sulla salute umana. Questo livello di rischio ambientale viene quindi combinato con i rischi strutturali, per ottenere una mappa unificata dei rischi che fornisce indicazioni per ridurre al minimo il rischio complessivo per la salute dei lavoratori.

4.3 Rischio combinato

Viene quindi calcolato un rischio combinato sulla base dei rischi strutturali e ambientali stimati. Nei casi in cui sono disponibili due valori di rischio sia dalle RIE strutturali che ambientali, il massimo dei due viene utilizzato per realizzare la mappa. Questa mappa combinata viene quindi inserita nel sistema di navigazione e comunicata al dispositivo mobile del lavoratore dell'impianto industriale. È importante sottolineare che i livelli di rischio strutturale e ambientale per la salute non sono necessariamente determinati dagli stessi fattori causali, il che significa che, a seconda del livello di IM del movimento del terreno registrato, il rischio strutturale potrebbe essere stimato al livello 3, mentre a causa dei livelli di concentrazione di sostanze pericolose rilasciate, il rischio per la salute potrebbe essere stimato al livello 7, o viceversa.

5. Implementazione del sistema di navigazione

5.1 Architettura del sistema

Con il rischio stimato dagli approcci definiti in precedenza, il sistema ROSSINI procede a fornire indicazioni per la navigazione degli operai dell'impianto industriale. L'architettura del sistema è illustrata nella Figura 3 e i suoi componenti principali sono:

- Un dispositivo mobile che esegue l'app client che guida il lavoratore durante le emergenze;
- Il server ROSSINI, che acquisisce i dati dei sensori e li utilizza per calcolare la mappa di rischio combinata; la mappa dei rischi viene quindi trasmessa al client;
- Un insieme di sensori che comunicano con il server ROSSINI direttamente o attraverso una scheda di acquisizione dati.

Il server ROSSINI comprende diversi moduli, in particolare:

- Un modulo di integrazione e filtraggio dei dati, che riceve i dati grezzi dai sensori, integra e filtra i dati prima di fornirli ai moduli RIE;
- Il modulo RIE, che integra le RIE strutturali e ambientali (rispettivamente Sezione 4.1 e 4.2) combinando il rischio e creando la mappa dei rischi;
- Il modulo di servizio API, che fornisce la mappa dei rischi al client mobile e genera un avviso quando si verifica una situazione potenzialmente pericolosa.

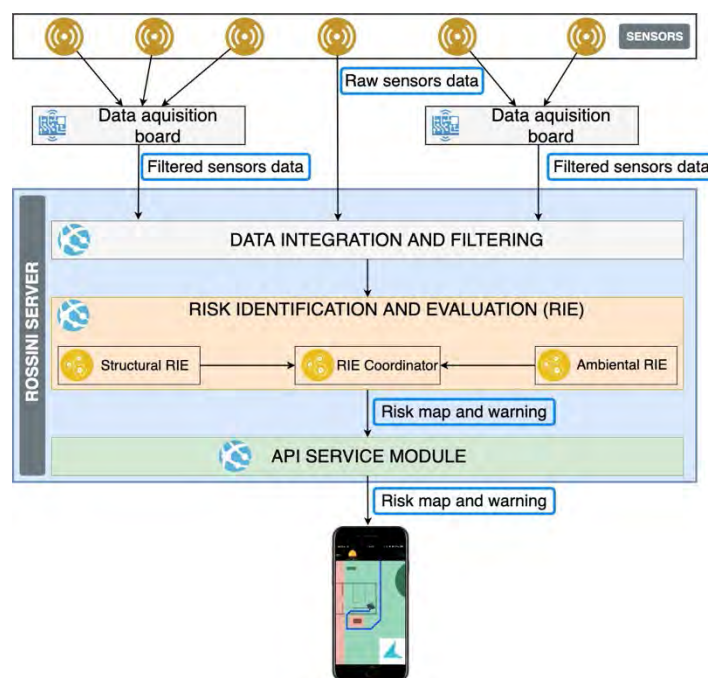


Figura 3. Architettura del sistema ROSSINI

5.2 Applicazione mobile

Durante la creazione dell'app di navigazione, sono emersi due problemi principali: 1) come calcolare in modo affidabile la posizione precisa dell'utente (la localizzazione e l'orientamento); e 2) come interagire con l'utente per guidarlo efficacemente lungo il percorso più sicuro. Dopo aver considerato lo stato dell'arte, ai fini di questo progetto sono state ideate due soluzioni per affrontare questi problemi:

- **Posizionamento:** viene utilizzata una soluzione ibrida basata su una combinazione di tecniche di posizionamento indoor e outdoor. La soluzione esterna utilizza le API del sistema operativo (che combinano GNSS, WiFi e posizionamento cellulare) e la soluzione interna utilizza una soluzione ad hoc basata su marcatori fiduciali e navigazione visuo-inerziale (Figura 4). Questa soluzione offre il vantaggio di evitare l'uso di segnali radio esterni (che potrebbero non essere disponibili in caso di emergenza) e consente di calcolare l'orientamento dell'utente, oltre alla sua posizione. Inoltre, la soluzione si basa sulla realtà aumentata, che viene implementata in librerie stabili e ben mantenute.
- **Istruzioni di navigazione:** una soluzione è stata ideata e illustrata nella Figura 5, che si basa su mappe sia allocentriche che egocentriche. Quando la posizione dell'utente è nota con alta precisione, il sistema mostra le informazioni di navigazione utilizzando una mappa egocentrica e una realtà aumentata per guidare meglio l'utente (Figura 5 sinistra). Nel caso in cui la posizione dell'utente non sia nota con alta precisione, il sistema mostra la mappa con un approccio egocentrico (Figura 5 destra). In entrambi i casi, viene adottato un approccio multimodale, combinando informazioni visive con informazioni audio e tattili. In particolare, l'app adotta tecniche di sonificazione derivate dalla letteratura nel campo delle tecnologie assistive per persone con disabilità visive.

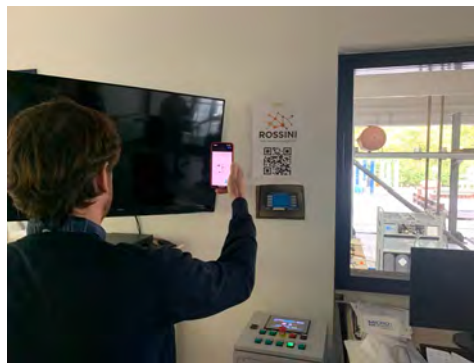


Figura 4. Tecnica di posizionamento indoor tramite soluzione ad-hoc basata su marcatori fiduciali e navigazione visuo-inerziale

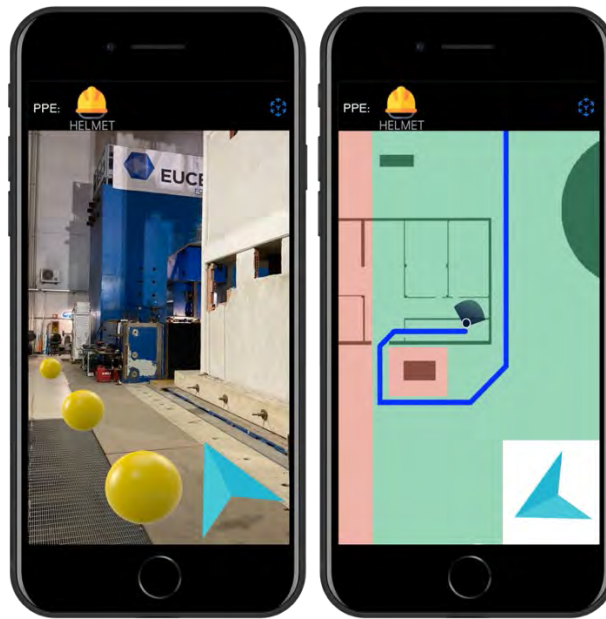


Figura 5. Client mobile ROSSINI. Navigazione egocentrica (a sinistra); Navigazione allocentrica (a destra)

Il percorso risk-aware viene calcolato in base alla posizione di partenza del client da due strutture di dati: la mappa del rischio e il grafico dei percorsi. Quest'ultimo è un grafico diretto che rappresenta tutti i percorsi percorribili. Modella l'area in celle discrete e considera le caratteristiche fisiche dell'ambiente, come le pareti e la porta di emergenza (che può essere attraversata in una sola direzione). Partendo da una planimetria di area, un'app esterna (cioè non mobile) discretizza lo spazio in celle e crea un nodo per ogni cella e le connessioni tra i nodi (ad esempio, due nodi adiacenti sono collegati se non c'è muro tra di loro). La Figura 6 mostra un esempio di mappa discretizzata, dove i pixel neri rappresentano i muri, mentre le frecce verdi partono dal centro di una cella e indicano quali celle adiacenti sono collegate. I segmenti rossi rappresentano le porte di emergenza che possono essere attraversate in una sola direzione, mentre i segmenti grigi rappresentano porte che possono essere attraversate in entrambe le direzioni. Questo grafico viene quindi serializzato come file e trasferito sul dispositivo mobile, dove viene caricato durante l'esecuzione dell'app.

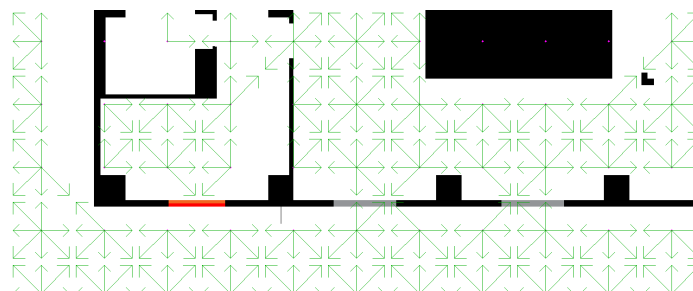


Figura 6. Esempio dell'area discretizzata in celle e delle loro connessioni

Durante il runtime, l'app riceve una nuova mappa dei rischi non appena è disponibile sul server. Una volta ricevuta una mappa di rischio, l'app mobile aggiorna il peso dei nodi nel grafico dei percorsi (ad esempio, se un'area nella mappa del rischio ha un rischio elevato, i nodi nel grafico dei percorsi contenuti in quell'area vengono aggiornati per avere un peso elevato). Quindi, utilizzando un adattamento dell'algoritmo, viene calcolato il percorso migliore dalla posizione dell'utente corrente a ciascuna area sicura e, infine, viene selezionato il percorso migliore tra di loro. Per "percorso migliore" si intende il percorso che minimizza il valore massimo di rischio incontrato. Un esempio è mostrato nella Figura 7. Mentre l'utente è più vicino all'uscita sul lato destro della mappa, il percorso per raggiungere quell'uscita invece fa sì che l'utente eviti un'area con livello di rischio 9 associato al serbatoio (cioè il colore viola). Per questo motivo, l'app suggerisce il percorso (cioè la linea blu) fino all'uscita a sinistra, che è molto più lontana ma richiede al lavoratore di transitare nelle zone con il rischio massimo 3, ed è molto inferiore a 9.

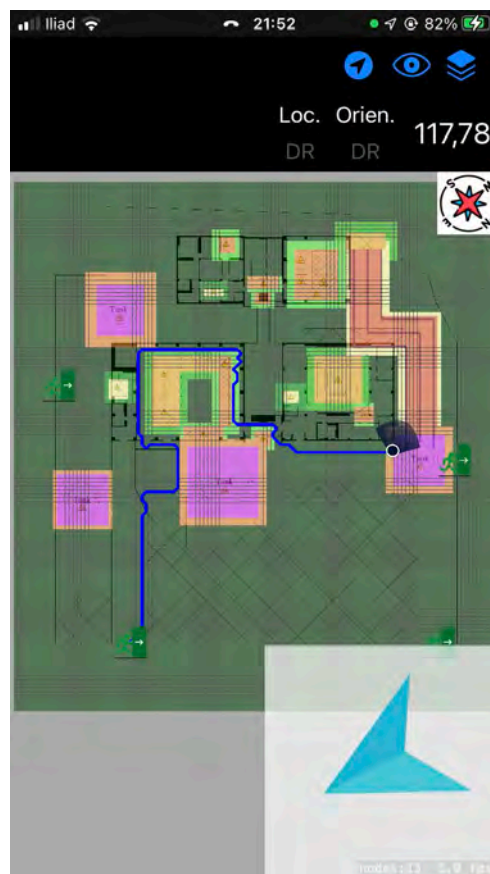


Figura 7. Esempio di illustrazione di come il sistema di navigazione porta il lavoratore dell'impianto industriale lungo il percorso più sicuro e non necessariamente il più vicino

6. Applicazione ad un caso studio

Per l'applicazione del sistema di navigazione risk-aware, è stato identificato un layout di impianto industriale come caso studio. Sulla base della revisione di studi precedenti che analizzano il rischio sismico degli impianti industriali, sono stati identificati diversi processi di impianti industriali rappresentativi per l'ambito del progetto ROSSINI. Sono stati sviluppati diversi scenari per dimostrare il RIE e le capacità di navigazione del progetto ROSSINI. Gli scenari variavano in termini di tipo di mappa, intensità del terremoto, entità del rilascio della sostanza pericolosa e posizione di partenza di un lavoratore all'interno dell'area della mappa. Lo scuotimento registrato a L'Aquila, in Italia, nel 2009, con un PGA di 0,66 g, è stato selezionato dal database NGA-West2 e utilizzato come input sismico di riferimento innescando una situazione di emergenza.



Figura 8. Test su tavola vibrante

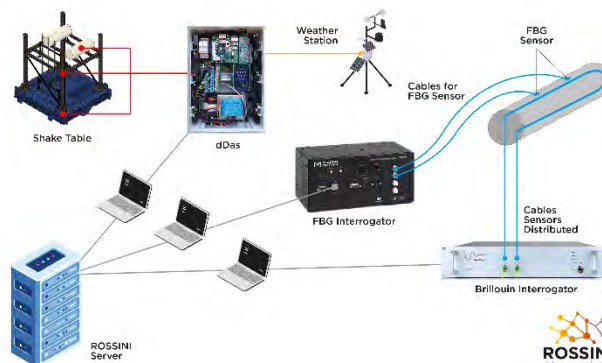


Figura 9. Layout dei sensori e connessione al server ROSSINI

7. Conclusioni

In questo lavoro viene stata presentata una panoramica dello sviluppo del progetto ROSSINI e della sua implementazione nel contesto della navigazione risk-aware per i lavoratori degli impianti PER durante eventi sismici. Per dimostrare le capacità del progetto ROSSINI, il sistema è stato applicato a due layout di impianti come casi di studio. Sono stati impiegati più scenari, in cui il layout dell'impianto è stato variato, insieme a diversi fattori di scala delle registrazioni dello scuotimento, del rilascio di sostanze pericolose e della posizione di partenza di un utente. Gli scenari hanno dimostrato la capacità della piattaforma ROSSINI di generare il percorso a più basso rischio per gli utenti indipendentemente dal fatto che una o entrambe le RE siano state attivate e dal livello di attivazione. Il software di navigazione e le tecniche combinate di calcolo del rischio impiegate possono rappresentare uno strumento efficiente per aumentare la sicurezza dei lavoratori e gestire il rischio negli impianti PIR a seguito di eventi NaTech da Sisma.

8. Bibliografia

- [1] eNatech Database. <https://enatech.jrc.ec.europa.eu/>.
- [2] Crowley H, Polidoro B, Pinho R, van Elk J. Framework for Developing Fragility and Consequence Models for Local Personal Risk. *Earthquake Spectra* 2017; **33**(4): 1325–1345. DOI: 10.1193/083116EQS140M.
- [3] Barrias A, Casas JR, Villalba S. A review of distributed optical fiber sensors for civil engineering applications. *Sensors (Switzerland)* 2016; **16**(5). DOI: 10.3390/s16050748.
- [4] Marino A, Ciucci M. Smart approach to integrated natural risks management for industry 4.0. In: Niezrecki C, Meyendorf NG, Gath K, editors. *Smart Structures and NDE for Energy Systems and Industry 4.0*, SPIE; 2019. DOI: 10.1117/12.2513764.
- [5] Paolacci F, Quinci G, Nardin C, Vezzari V, Marino A, Ciucci M. Bolted flange joints equipped with FBG sensors in industrial piping systems subjected to seismic loads. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 2021; **72**(March): 104576. DOI: 10.1016/j.jlp.2021.104576.
- [6] FEMA. *HAZUS - MH 2.1 Technical manual, Earthquake model, Multi-hazard Loss Estimation Methodology*. Washington, D.C.: Federal Emergency Management Agency; 2003.
- [7] FEMA. *FEMA P58-3. Seismic Performance Assessment of Buildings Volume 3 - Performance Assessment Calculation Tool (PACT)*. Washington, D.C.: 2012.
- [8] Ahmetovic D, Avanzini F, Barate A, Bernareggi C, Galimberti G, Ludovico LA, et al. Sonification of rotation instructions to support navigation of people with visual impairment. *2019 IEEE International Conference on Pervasive Computing and Communications, PerCom 2019* 2019. DOI: 10.1109/PERCOM.2019.8767407.
- [9] Presti G, Ahmetovic D, Ducci M, Bernareggi C, Ludovico LA, Baratè A, et al. Iterative Design of Sonification Techniques to Support People with Visual Impairments in

Obstacle Avoidance. *ACM Transactions on Accessible Computing* 2021; **14**(4). DOI: 10.1145/3470649.

Analisi NaTech Sisma per impianti a rischio di incidente rilevante: applicazioni operative con il supporto della tecnologia “Scan3D to FEM”

G. Romano¹, S. Colombo², F. Chillè³, D. Ardovino²

¹ Tecnologia Ricerca Rischi S.r.l

² Romano Safety Management S.t.P.

³ FC SolutionS

Abstract

La pubblicazione della UNI/TS 11816-1:2021 nonché i più recenti orientamenti del Coordinamento Nazionale Seveso richiedono al Gestore di uno Stabilimento a rischio di incidente rilevante di proseguire il percorso di valutazione sismica sulle strutture attraverso i tradizionali metodi NTC2018 e condurre un'analisi quantitativa del rischio sismico. Le verifiche di vulnerabilità sismica delle apparecchiature critiche e delle strutture che le supportano rappresentano un importante capitolo nel processo di identificazione delle cause e dei meccanismi di generazione di un incidente rilevante. In questo contesto, la caratterizzazione degli scenari incidentali è invece direttamente correlata al grado di dettaglio e di realismo adottato nell'approccio di verifica. La presente pubblicazione propone l'illustrazione di casi operativi di analisi del rischio sismico quantitativa con il supporto di simulazioni strutturali ad elementi finiti (FEM), quali ad esempio il trasporto di sostanze infiammabili in tubazioni di diametri significativi vincolati su piperack metallici. Un particolare aspetto della metodologia riguarda l'utilizzo di tecniche di scansione laser 3D per la costruzione del modello di calcolo, particolarmente utile per l'analisi di impianti esistenti caratterizzati da elevata complessità geometrica. Il modello geometrico 3D viene successivamente elaborato per realizzare un modello FEM che, unitamente ad una attenta caratterizzazione dei vincoli e dei materiali, consente di simulare quantitativamente il comportamento strutturale dell'insieme struttura portante / apparecchiatura, verificandone i livelli di sforzo e/o deformazione, nonché gli spostamenti assoluti e differenziali, consentendo una puntuale verifica delle condizioni di accettabilità individuate nel Rapporto di Sicurezza, nonché la definizione e la verifica di eventuali miglioramenti strutturali.

Keywords: Natech, Sisma, Incidenti Rilevanti, FEM, Seveso.

1. Introduzione

Il quadro generale delle analisi del rischio per eventi di tipo NATECH condotte per la maggior parte degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante presenti sul territorio italiano si limitano all'esecuzione delle seguenti fasi:

- analisi statistico-storica ai fini dell'individuazione delle frequenze di accadimento di eventi con intensità simili per l'area di installazione del sito;
- individuazione degli elementi/apparecchiature "critici" definiti in funzione della tipologia e quantitativi di "sostanze pericolose" contenute e/o la capacità di generare effetti domino e/o comportare la mancanza di un servizio essenziale per la conduzione in sicurezza degli impianti;
- la verifica di vulnerabilità sismica ai sensi delle più recenti NTC2018 e alla conseguente individuazione/programmazione delle misure di adeguamento che riconducano le suddette verifiche ad un livello di accettabilità

L'introduzione della UNI/TS 11816-1:2021 ha spinto i gestori dei suddetti Stabilimenti ad inserire tali analisi in un contesto armonizzato con il Sistema di Gestione PIR che consenta la gestione di tali eventi dapprima definendo il sistema di segnalazione/allarme dell'evento NATECH in arrivo/corso denominato "Sistema di Early Warning" e successivamente all'accadimento dell'evento alla definizione di specifiche modalità di ispezione, verifica e monitoraggio degli impianti.

Riassumendo ad oggi il Gestore di uno Stabilimento è in grado di monitorare il proprio Stabilimento sia nelle fasi di pre che di post evento, e di poter mettere in atto apposite misure tecniche/gestionali al fine di evitare il cedimento degli asset "critici" in termini di incidente rilevante e pertanto di poter ricondurre a priori eventuali eventi/scenari incidentali da evento NATECH a quelli già valutati con l'analisi di rischio di processo richiesta dalla normativa Seveso.

Ad oggi l'aspetto della UNI/TS 11816-1:2021 meno approfondito riguarda tuttavia l'analisi quantitativa degli effetti generati da un evento NATECH in quanto tale valutazione comporta nella sostanza l'analisi dell'effetto dinamico generato dall'evento sulle apparecchiature/strutture e tra le interconnessioni delle stesse.

La presente pubblicazione si propone pertanto di fornire una metodologia di analisi quantitativa che permetta di condurre il gestore a valutare se:

- valutare nello specifico l'effetto dell'azione sismica su una determinata struttura individuando i "punti deboli" della stessa e le misure di adeguamento/miglioramento più appropriate.
- è possibile escludere il danneggiamento degli elementi in quanto non vengono raggiunti i limiti di danneggiamento dei materiali;
- è necessario rivalutare ove contrastanti gli accorgimenti già individuati con l'analisi statica di vulnerabilità sismica.
- gli eventuali eventi/scenari incidentali conseguenti ad un evento sismico possano essere effettivamente ricondotti a quelli già valutati con l'analisi di rischio di processo o sussiste la necessità di integrare l'analisi di rischio o di individuare nuovi adeguamenti tecnico/gestionali;

Oggetto della presente sarà l'analisi dinamica della possibile rottura di una tubazione contenente una sostanza pericolosa posta su un piperack soggetto ad un'azione sismica.

2. La ricostruzione 3D di impianti esistenti

Una delle criticità rilevate più frequentemente negli stabilimenti esistenti è che essendo spesso realizzati in epoche nelle quali il disegno tridimensionale non era d'uso nella progettazione risulta mancante il modello tridimensionale necessario per l'analisi FEM oggetto della presente.

Risulta pertanto necessario ricostruire l'assetto impiantistico esistente in un modello 3D che i software di modellazione possano utilizzare per applicare i modelli di calcolo e simulare gli effetti di un'azione sismica.

La metodologia "Scan To FEM" proposta nel seguito considera la ricostruzione tridimensionale degli impianti esistenti mediante una combinazione tecnologica di rilievo tramite tecnologia "laser scanning" e di ricostruzione digitale avanzata mediante appositi software di modellazione che consentano la corretta ed accurata mappatura degli impianti e delle strutture.

2.1 Rilievo 3D con Laser Scanner

Il rilievo mediante tecnologia Laser Scanner permette di coprire grandi spazi con tempistiche notevolmente ridotte rispetto al rilievo tradizionale, senza inoltre intralciare le attività lavorative presenti all'interno degli spazi in oggetto e mantenendo una distanza di sicurezza dalle apparecchiature presenti. La tecnologia laser scanning è ad oggi il metodo più preciso per rilevare forme o assiemi di superfici di qualunque entità e dimensione.

Il laser consente di effettuare una serie di scansioni in successione il cui risultato finale in consiste in una serie di punti molto denso che viene definito "nuvola di punti" (cloud point). Queste "nuvole di punti" sono organizzate in database di coordinate X, Y, Z che una volta registrate possono essere visualizzate in forma tridimensionale.

2.2 Estrazione di elementi dalla nuvola di punti

La tecnologia di ricostruzione digitale avanzata permette di ottenere un modello digitale perfettamente fittato alle nuvole di punti. Questo è possibile attraverso programmi specifici che adottano algoritmi di riconoscimento di sezione degli elementi rilevati.

Il modello finale sarà pertanto costituito in buona parte da elementi direttamente estratti dalla nuvola di punti, ma saranno comunque previste lavorazioni manuali degli elementi estratti, in base alla tipologia e alle necessità del modello da ricostruire. Tuttavia bisogna sempre tenere in considerazione che più avanzato sarà l'utilizzo di sistemi di fittaggio da nuvola, maggiore sarà l'accuratezza del modello finale.

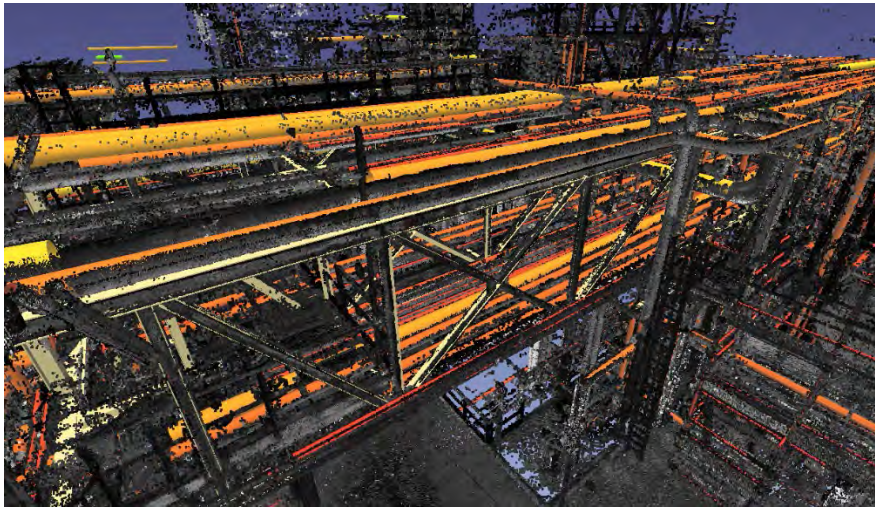


Figura 2-1. Estrazione degli elementi principali tramite fittaggio da nuvola

Il modello così costituito viene definito come l'As Built e verrà implementato e assemblato tramite l'utilizzo di programmi di modellazione 3D freeform.

2.3 Dal 3D al modello FEM

Il modello 3D elaborato secondo la metodologia Scan to Solid dovrà essere ricondotto ad un modello ad elementi finiti FEM. Per far ciò è necessario assicurarsi che il modello elaborato tramite strutture tridimensionali "freeform", sia riconducibile a strutture geometriche solide tridimensionali, bidimensionali o monodimensionali.

Parti massive, caratterizzate da dimensioni nelle tre direzioni paragonabili fra loro, verranno modellate con elementi solidi; setti strutturali o lamiere saranno modellati con elementi strutturali bidimensionali (di tipo "shell"); travi, tiranti e membrature di strutture reticolari saranno modellati con elementi strutturali monodimensionali (di tipo "beam" o "truss/rod").

In una modellazione per elementi massivi l'intera informazione geometrica è insita nel reticolo di calcolo: tutte le dimensioni geometriche che definiscono il corpo in esame sono direttamente restituite dalle coordinate dei nodi del reticolo di calcolo; in questo caso il modello 3D Scan fornisce direttamente le informazioni utili alla definizione del modello FEM.

La modellazione per elementi di tipo strutturale si basa sull'eliminazione di una o due dimensioni geometriche nella definizione del reticolo di calcolo (specificatamente, lo spessore per gli elementi shell e la dimensione e forma della sezione trasversale per gli elementi beam o truss); nella definizione del modello FEM queste informazioni vengono fornite come informazioni integrative al reticolo di calcolo. Poiché tali dimensioni sono per definizione molto minori delle dimensioni delle parti in oggetto, la loro determinazione diretta mediante scansione può risultare difficile o comunque inefficace (richiedendo un grado di risoluzione molto o troppo elevato), se non impossibile (come nel caso della definizione dello spessore di tubi o di sezioni scatolari chiuse); una buona ottimizzazione del processo di definizione del modello FEM

consiste quindi nella generazione del modello 3D Scan per la tracciatura delle varie membrature, i cui dati di spessore e sezione vengono successivamente verificati o assegnati in termini di informazioni integrative al reticolo di calcolo.

3. Approcci modellistici per il calcolo della risposta sismica

3.1 Sensitività dei modelli di calcolo

La risposta strutturale all'azione sismica è governata dall'interazione fra l'ampiezza e contenuto in frequenza della forzante sismica (time history di accelerazione) e la distribuzione di massa e rigidezza nella struttura.

Nel presente studio si sono approfonditi due aspetti generali che concorrono alla definizione dell'approccio modellistico:

- il tipo di analisi sismica condotta:
 - analisi a spettro di risposta (RS);
 - analisi a time-history (TH).
- la modalità di caratterizzazione del piping nella definizione del modello geometrico:
 - solo "Frame" (F) è stata considerata la sola massa del piping caricata sulla struttura;
 - "Frame+Piping"(FP) è stata considerata l'elemento piping al fine di valutare il contributo dello stesso come elemento in termini di rigidezza.

È stata pertanto condotta un'analisi di sensitività dei modelli secondo lo schema in Figura 3-1 al fine di individuare l'approccio più adatto.

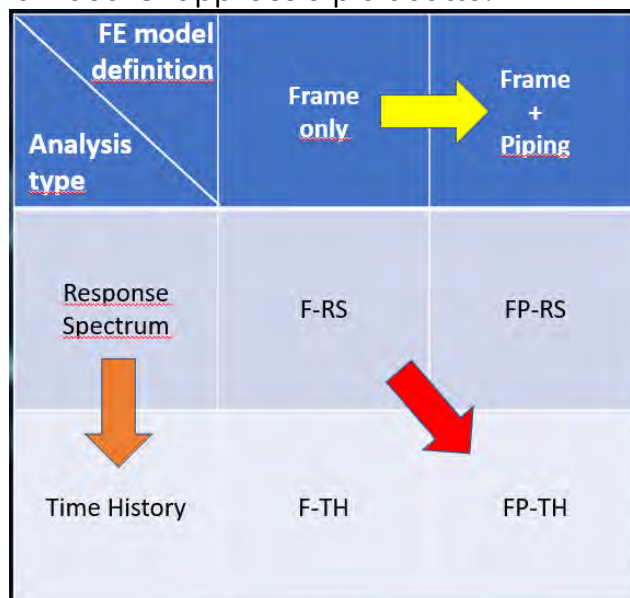


Figura 3-1. Approcci modellistici per il calcolo della risposta sismica

Sono stati pertanto sviluppati due modelli agli elementi finiti (FE), uno comprendente le sole strutture intelaiate portanti, e l'altro includendo anche il piping riportati in Figura 3-2 tenendo in considerazione i seguenti aspetti:

- la modellazione FP consente una definizione più accurata della distribuzione ed entità della rigidità strutturale (oltre che della massa) rispetto alla modellazione F, e quindi una migliore caratterizzazione del comportamento dinamico (che dipende dalle masse e dalle rigidità);
- le analisi TH consentono una definizione più accurata della risposta strutturale dinamica sia globale che locale, anche in regime non lineare, rispetto alle analisi RS, consentendo il superamento delle incertezze e inaccurately implicite nella forma di composizione modale assunta per la definizione degli effetti (SRSS, CQC,...);
- la combinazione dei due aspetti (passaggio da F-RS a FP-TH) consente una definizione più accurata della distribuzione ed entità della rigidità strutturale, e quindi della risposta strutturale dinamica sia globale che locale.



Figura 3-2 (a sinistra) Modello FP (frame + piping) – (a destra) Modello F (tradizionale, solo frame)

3.2 Codici di calcolo

Per le analisi non convenzionali (a time history e/o comprendenti aspetti di non-linearità) si è utilizzato il codice Abaqus.

3.3 Caratterizzazione modale

Una caratterizzazione generale dei due modelli F e FP può essere fornita dal profilo di distribuzione delle masse generalizzate in funzione dei periodi propri, ottenibile mediante analisi modali preliminari sui due modelli. I profili ottenuti sono riportati in Figura 3-3.

Da tale immagine è evidente l'effetto di irrigidimento globale offerto dalla messa in conto della rigidità del piping, che si traduce in una contrazione dei periodi propri (linea in blu).

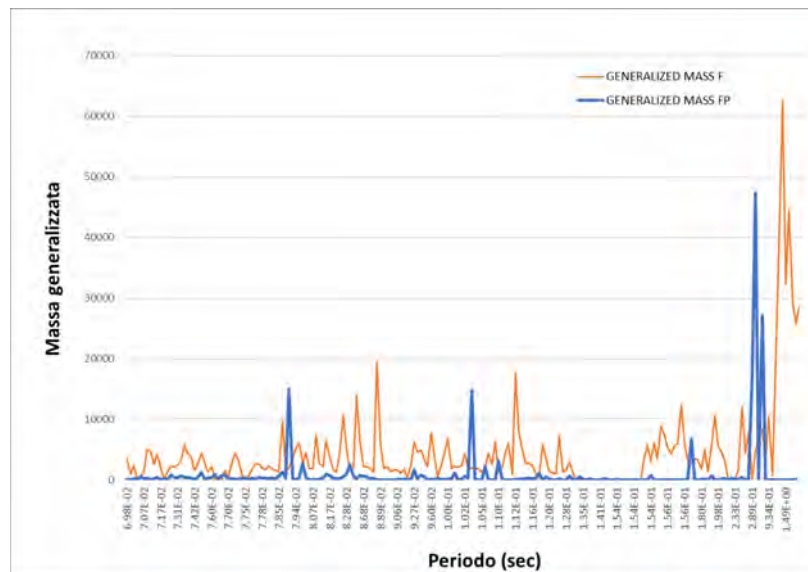


Figura 3-3. Modelli F e FP – caratterizzazione modale

3.4 Effetto della modellazione del piping in analisi a time history

La caratterizzazione dell'azione sismica per analisi "a time history" è stata condotta mediante l'elaborazione di accelerogrammi rappresentativi della sollecitazione sismica definita dallo spettro di risposta indicati dalla normativa vigente.

La terna di accelerazioni utilizzata per le analisi di sensitività è riportata in Figura 3-4, insieme con le corrispettive terne di velocità e di spostamento.

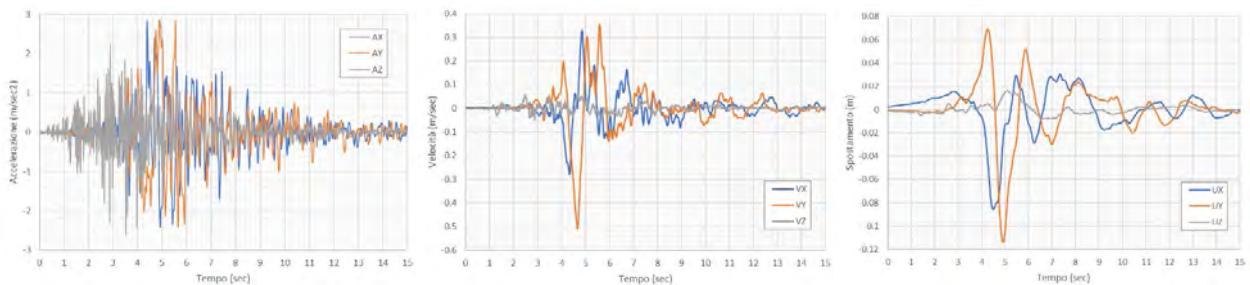


Figura 3-4. Terne di accelerazione, velocità e spostamento assunte per le analisi TH

Per la seguente modellazione sono state eseguite analisi dinamiche transienti per le time history di spostamento alla base, utilizzando entrambi i modelli F e FP e adottando opportune leggi costitutive elastoplastiche per la caratterizzazione dei materiali costitutivi il rack e il piping.

In Figura 3-5 sono riportati gli involuপি di spostamento massimo ottenuti per i due modelli: è evidente come la messa in conto della rigidezza del piping abbia un non trascurabile effetto in termini di entità e distribuzione degli spostamenti massimi lungo il rack. La stessa osservazione si applica osservando i contour degli sforzi massimi e delle deformazioni plastiche ottenuti per i due modelli, riportati rispettivamente in Figura 3-6 e in Figura 3-7.

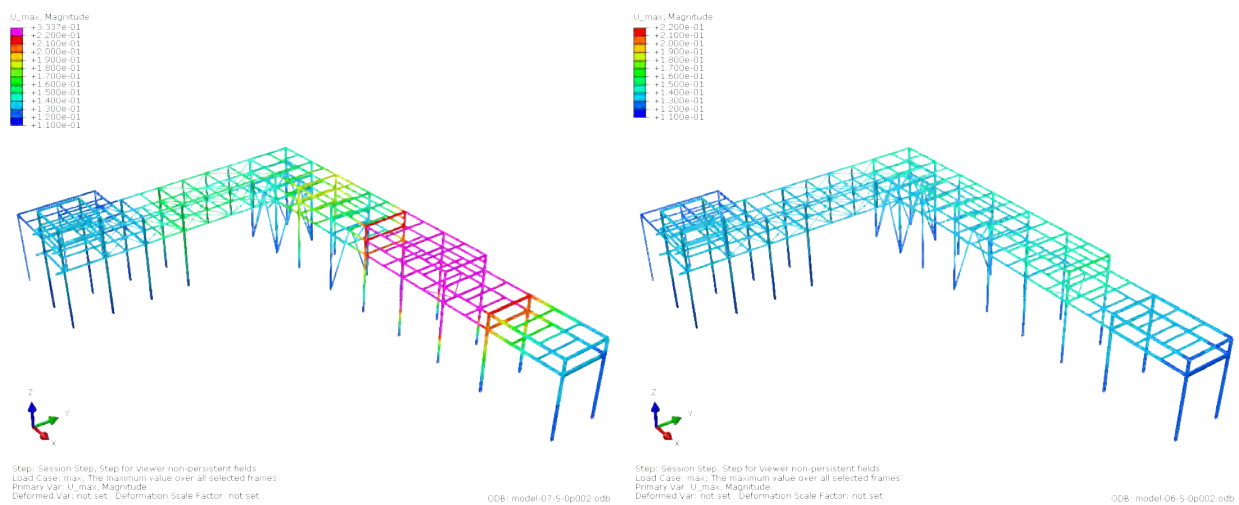


Figura 3-5. Involuppo degli spostamenti massimi: confronto fra modello F (a sinistra) e modello FP (a destra)

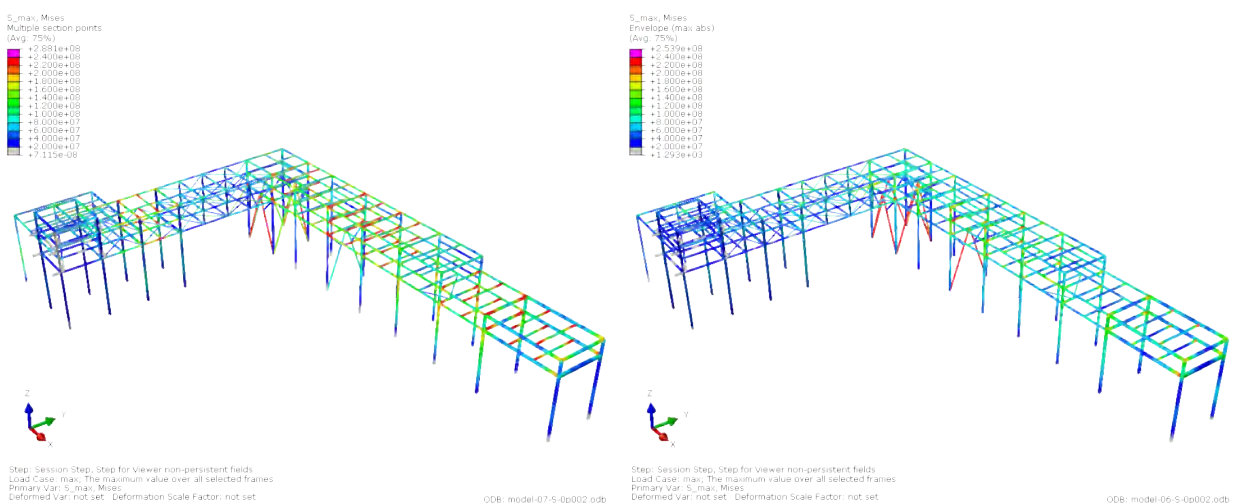


Figura 3-6. Involuppo degli sforzi massimi: confronto fra modello F (a sinistra) e modello FP (a destra)

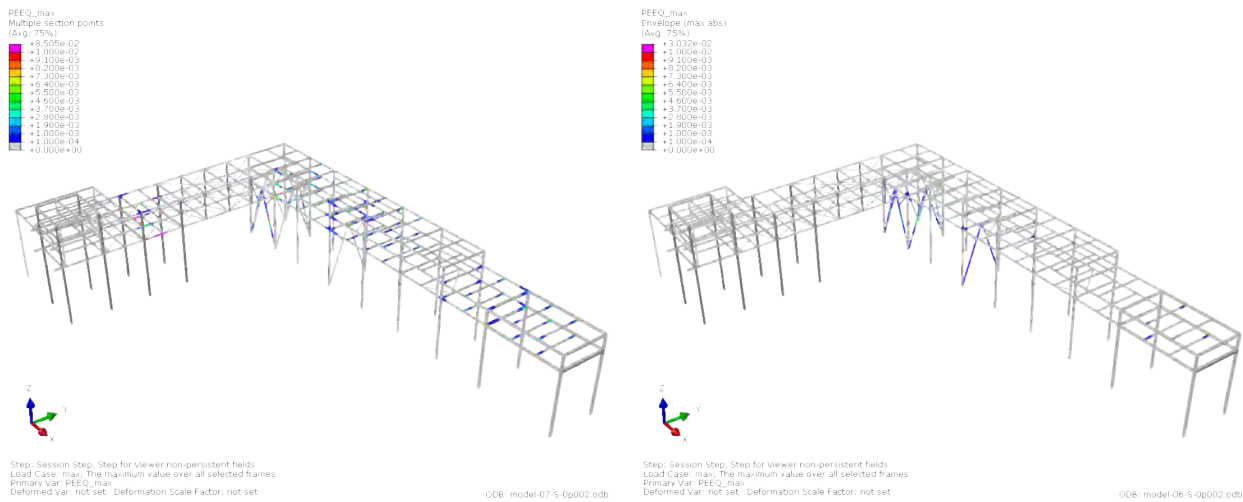


Figura 3-7. Deformazioni plastiche a fine transitorio: confronto fra modello F (a sinistra) e modello FP (a destra)

Gli effetti in termini di sforzi generati sulla tubazione sono riportati nel frame estratto dalla simulazione TH del modo oscillatorio del sistema in Figura 3-8 ove è possibile notare che alcuni tratti di tubazione (aree in viola) sono soggette a sforzi più elevati.

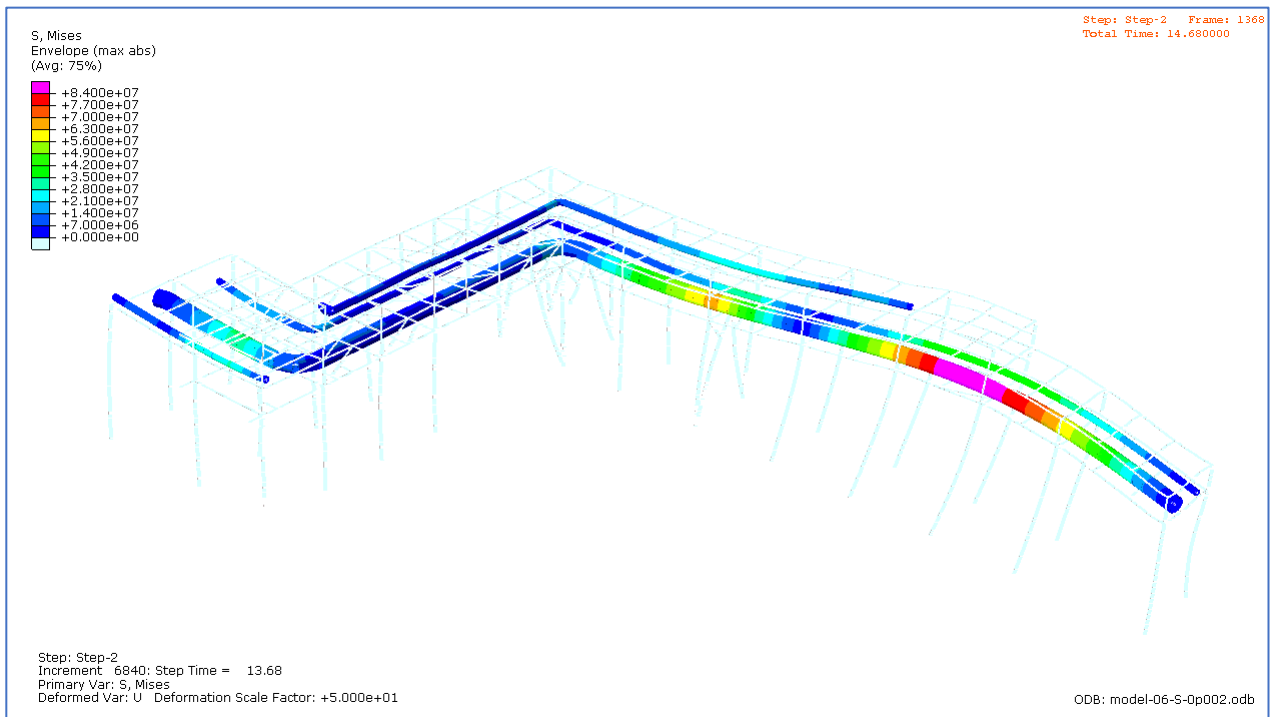


Figura 3-8. Sforzi agenti sul piping durante il moto oscillatorio generato dal sisma

4. Analisi dei risultati e procedura di verifica

Dagli inviluppi degli spostamenti, degli sforzi e dai contour delle deformazioni sul piperack rappresentati in Figura 3-5, Figura 3-6 e Figura 3-7 è possibile individuare gli elementi del piperack sui quali può rendersi necessario intervenire con misure di rinforzamento.

Nello specifico analizzando Figura 3-6 (Sforzi) e Figura 3-7 (Deformazioni) si possono individuare quali elementi critici gli elementi evidenziati (cerchio tratteggiato rosso).

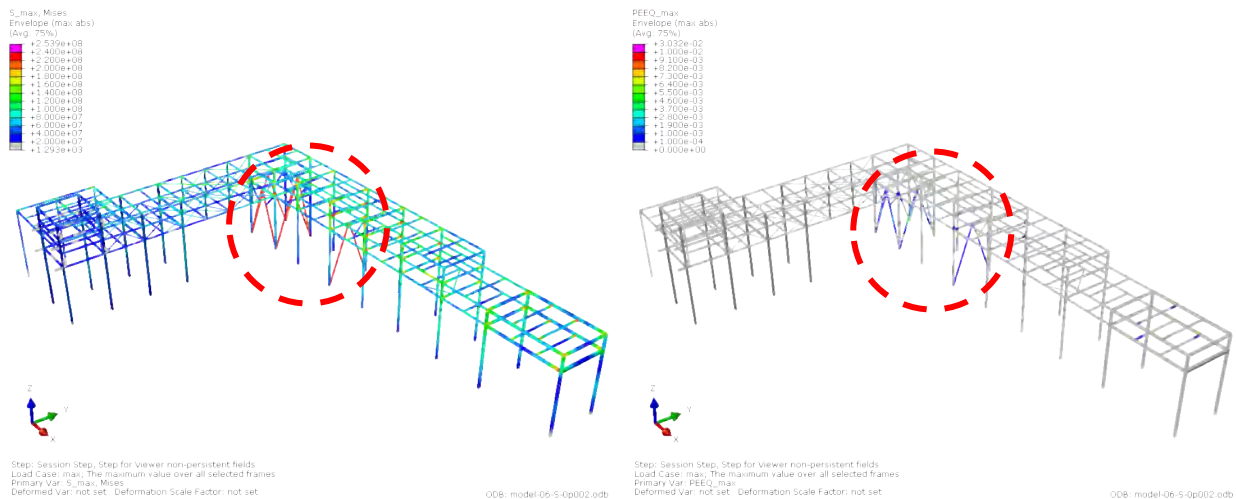


Figura 4-1. Estratti Figura 3-6 e Figura 3-7 con evidenza elementi critici

Individuate le misure da attuare sarà possibile ripetere la simulazione al fine di verificare l'efficacia delle misure individuate e valutare se sussistano ancora criticità per le tubazioni caricate sul piperack.

Qual'ora sussistano ancora criticità per le tubazioni sarà possibile affinare l'analisi riducendo il dominio di calcolo all'area critica ove sussistono i maggiori sforzi, spostamenti e deformazioni e sfruttando quali "boundary condition" nei dati di input i calcoli già effettuati con l'analisi generale del modello FP al fine di approfondire le modalità rottura delle stesse.

L'ammissibilità dello stato tenso-deformativo locale dovrà essere opportunamente verificata in base ad un adeguato criterio di resistenza in base al materiale utilizzato; ad esempio, per profili o tubature metalliche si potrà adottare un criterio di utilizzazione in termini di tasso di sforzo rapportato alla tensione caratteristica di snervamento.

Si lascia tuttavia al normatore fornire le linee guida per l'individuazione del criterio più adatto al fine di fornire una metodologia univoca per chi si appresta a questa tipologia di analisi.

5. Conclusioni

L'utilizzo di tecniche avanzate di laser scanning consente la messa a punto di modelli numerici di elevato livello di dettaglio anche per stabilimenti esistenti non in possesso di ricostruzioni tridimensionali dei propri asset impiantistici.

Considerando strutture complesse, la scelta dell'approccio di analisi (RS o TH) può avere un impatto non trascurabile sui risultati, ancor più qualora si adotti un comportamento non lineare del materiale.

La messa in conto della rigidità dell'equipment portato (metodo FP), in aggiunta alla sola massa (metodo F), può avere un effetto non trascurabile sull'esito delle verifiche finali.

A valle dell'analisi descritta nel presente documento il Gestore sarà in grado di:

- individuare le tempistiche necessarie per implementare le attività di adeguamento;
- mettere in atto misure tecnico/gestionali da implementare sia nel periodo transitorio necessario per realizzare gli interventi individuati sia nel futuro esercizio qualora dall'analisi emergessero ancora criticità per le tubazioni.

A tal proposito per caso in esame in conformità all'appendice I.1 della UNI/TS 11816-1:2021 il gestore potrebbe installare isolatori sismici per tubazioni e/o sistemi di shutdown che isolino l'hold up rilasciabile in ambiente in caso di rottura della stessa.

- Individuare nuovi scenari incidentali non attualmente caratterizzati all'interno dell'analisi di rischio di incidente rilevante del proprio stabilimento o ricondurre gli stessi a scenari già individuati.

6. Bibliografia

[1] UNI/TS 11816-1:2021 - Linee guida per la gestione di eventi NaTech nell'ambito degli stabilimenti con pericolo di incidente rilevante - Parte 1: Requisiti generali e sisma.

[2] d.lgs. 26 giugno 2015, n. 105 - Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose.

[3] decreto 17 gennaio 2018. Aggiornamento delle «Norme tecniche per le costruzioni G.U. n 42 del 20 febbraio 2018.

Valutazione e gestione del rischio NaTech da Eventi Idrogeologici

A. Marino¹, G. Berardo², A.C. Lio¹, Mariano Ciucci¹

¹ Inail - Dit

² dottoranda Inail / " La Sapienza" Università di Roma

Abstract

L'impatto di un disastro naturale su uno stabilimento PIR può provocare il rilascio di sostanze pericolose con possibili gravi conseguenze con scenari di rilasci tossici, incendi o esplosioni. Gli incidenti innescati da un pericolo naturale, che coinvolgono sostanze pericolose, sono detti comunemente eventi NaTech (Natural Hazards triggering a Technological accident) La specificità dell'evento NaTech è che investe tutto lo stabilimento, causando più danni contemporaneamente con conseguenti scenari incidentali simultanei e incremento della frequenza di accadimento degli incidenti rilevanti, Inoltre i sistemi di sicurezza e mitigazione potrebbero essere indisponibili perché danneggiati dall'evento naturale con conseguenze più severe. Occorre anche tenere conto del fatto che un disastro naturale impegna contemporaneamente le risorse preposte alla gestione dell'emergenza su più fronti, con possibili criticità. Gli eventi naturali più impattanti sono, oltre a quelli sismici, quelli idrogeologici (frane e alluvioni). L'incidenza di questi ultimi, in relazione ai cambiamenti climatici, sta aumentando in modo significativo soprattutto a causa degli eventi meteorologici estremi. I fenomeni di dissesto idrogeologico sono fenomeni naturali, legati all'azione di una forzante idraulica, che possono avvenire per cause strutturali e/o occasionali e che determinano in un dato momento l'alterazione degli equilibri esistenti. Il pericolo idrogeologico, nell'ambito del d.lgs. 105/2015, ricomprende in particolare, i pericoli derivanti dalle alluvioni e/o dalle frane. Lo scopo del presente lavoro è quello di fornire ai gestori e alle Autorità Competenti strumenti concreti per la valutazione, prevenzione, gestione e mitigazione del rischio NaTech da Eventi Idrogeologici.

Keywords: NaTech, Rischio idrogeologico; Stabilimenti PIR.

1. Introduzione

In Italia la quasi totalità dei più di 1000 stabilimenti con Pericolo di Incidente Rilevante è esposto al rischio NaTech (Natural hazards triggering a TECHnological accident) che scaturisce dall'interazione tra disastri naturali e rischio industriale (Fig.1). La specificità dell'evento NaTech è che investe tutto lo stabilimento causando più danni

contemporaneamente con conseguenti scenari incidentali simultanei di difficile gestione senza misure di prevenzione adeguate.

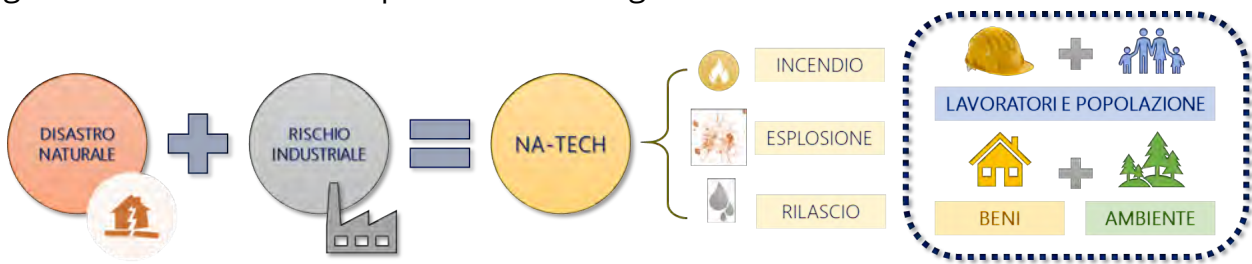


Figura 1. Evento NaTech

Gli eventi naturali più impattanti sono quelli sismici e quelli idrogeologici (frane e alluvioni). L'incidenza di questi ultimi, in relazione ai cambiamenti climatici, sta aumentando in modo significativo soprattutto a causa dell'incremento della frequenza di eventi meteorologici estremi.

Esistono alcune problematiche specifiche correlate agli eventi NaTech:

- Si possono verificare rilasci di sostanze pericolose da una o in più fonti all'interno di un'azienda o di più aziende con incremento della frequenza di accadimento degli incidenti rilevanti
- I sistemi di sicurezza e mitigazione potrebbero essere indisponibili perché danneggiati dal sisma comportando quindi conseguenze più severe.

Occorre anche tenere conto del fatto che un disastro naturale come un evento sismico impegna contemporaneamente le risorse preposte alla gestione dell'emergenza su più fronti con possibili criticità

Il Rischio NaTech può essere rappresentato dalla classica formula:

$$R_N = P \times V \times E$$

$$\text{RISCHIO NATECH} = \text{PERICOLOSITÀ} \times \text{VULNERABILITÀ} \times \text{ESPOSIZIONE}$$

dove:

- La Pericolosità è indubbiamente legata a dove si trova lo stabilimento.
- La Vulnerabilità si può associare alle caratteristiche strutturali e ai possibili sistemi di mitigazione
- L'Esposizione si valuta in termini di vite umane ma anche di ambiente e di beni.

2. Il Rischio NaTech da Eventi Idrogeologici

2.1 Il pericolo idrogeologico

I fenomeni di dissesto idrogeologico sono fenomeni naturali, legati all'azione di una forzante idraulica, che possono avvenire per cause strutturali e/o occasionali e che determinano in un dato momento l'alterazione degli equilibri esistenti.

Per quanto riguarda il pericolo idrogeologico la pericolosità si evince da mappature realizzate a livello nazionale. Dalle ultime mosaichature nazionali di pericolosità [anno 2021], realizzate sulla base dei Piani di Assetto Idrogeologico – PAI Frane e delle mappe di pericolosità idraulica secondo gli scenari del D. Lgs. 49/2010 di recepimento della Direttiva Alluvioni (2007/60/CE), emerge, rispetto al 2018, un incremento percentuale del 3,8% della superficie classificata a pericolosità da frana elevata e molto elevata e del 18,9% della superficie a pericolosità idraulica media probabilmente anche correlato ad un miglioramento del quadro conoscitivo. Complessivamente il 93,9% dei comuni italiani (7.423) è a rischio per frane, alluvioni e/o erosione costiera.

Il pericolo idrogeologico, nell'ambito del D.Lgs. 105/2015, ricomprende in particolare, i pericoli derivanti dalle alluvioni e/o dalle frane.

L'alluvione può essere provocata dallo straripamento di corpi idrici al di fuori dei loro limiti naturali, o essere il risultato dell'accumulo del deflusso delle acque meteoriche in aree normalmente asciutte.

Le frane possono essere determinate da cause naturali, quali per esempio pioggia o caratteristiche strutturali e geomorfologiche del terreno, e da cause artificiali quali per esempio costruzioni su pendii o disboscamento.

Il pericolo di eventi idrogeologici non può essere mai completamente eliminato quindi è necessario prepararsi in anticipo a limitare l'impatto che un evento idrogeologico potrebbe avere, attraverso uno studio conoscitivo del livello di rischio per l'area in cui è insediato uno stabilimento e una pianificazione che tenga conto che un evento di questo tipo potrebbe innescare o rendere più grave un incidente rilevante, in maniera diretta o indiretta, e quindi preveda, attraverso l'adeguamento del rapporto di sicurezza, dell'analisi di rischio e del SGS-PIR, le misure necessarie per prevenire o limitare le conseguenze per la salute umana e l'ambiente.

Occorre acquisire consapevolezza che gli eventi idrogeologici possono causare gravi danni agli stabilimenti ed innescare il rilascio accidentale di sostanze pericolose nell'ambiente circostante.

L'analisi della pericolosità idrogeologica del territorio in cui uno stabilimento è insediato deriva dall'acquisizione:

- delle mosaichature nazionali di pericolosità realizzate sulla base dei Piani di Assetto Idrogeologico – PAI Frane

e

- delle mappe di pericolosità idraulica secondo gli scenari del D.Lgs. 49/2010 di recepimento della Direttiva Alluvioni (2007/60/CE), in ultimo aggiornamento prodotti dalle Autorità di Bacino Distrettuali.

2.2 Valutazione del Rischio alluvioni

Il d. lgs 23 febbraio 2010, N. 49 disciplina le attività di valutazione e di gestione dei rischi di alluvioni al fine di ridurre le conseguenze negative per la salute umana, per il

territorio, per i beni, per l'ambiente, per il patrimonio culturale e per le attività economiche e sociali derivanti dalle stesse alluvioni.

Definizioni:

a) ALLUVIONE: l'allagamento temporaneo, anche con trasporto ovvero mobilitazione di sedimenti anche ad alta densità, di aree che abitualmente non sono coperte d'acqua. Ciò include le inondazioni causate da laghi, fiumi, torrenti, eventualmente reti di drenaggio artificiale, ogni altro corpo idrico superficiale anche a regime temporaneo, naturale o artificiale, le inondazioni marine delle zone costiere ed esclude gli allagamenti non direttamente imputabili ad eventi meteorologici;

b) PERICOLOSITÀ DA ALLUVIONE: la probabilità di accadimento di un evento alluvionale in un intervallo temporale prefissato e in una certa area;

c) RISCHIO DI ALLUVIONI: la combinazione della probabilità di accadimento di un evento alluvionale e delle potenziali conseguenze negative per la salute umana, il territorio, i beni, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche e sociali derivanti da tale evento.

Lo strumento di valutazione della pericolosità è rappresentato dalle MAPPE DELLA PERICOLOSITÀ DA ALLUVIONE che contengono, fra l'altro, la perimetrazione delle aree geografiche che potrebbero essere interessate da alluvioni secondo i seguenti scenari:

a) alluvioni rare di estrema intensità: tempo di ritorno fino a 500 anni dall'evento (P1 bassa probabilità);

b) alluvioni poco frequenti: tempo di ritorno fra 100 e 200 anni (P2 media probabilità);

c) alluvioni frequenti: tempo di ritorno fra 20 e 50 anni (P3 elevata probabilità).

Per caratterizzare ciascuno scenario devono essere indicati:

a) estensione dell'inondazione e portata della piena;

b) altezza e quota idrica;

c) caratteristiche del deflusso (velocità e portata)

D.Lgs. 49/2010, riprendendo i criteri stabiliti nel DPCM del 29 settembre 1998, stabilisce che la mappatura del rischio preveda, una rappresentazione in termini di classi di rischio (R1 – moderato, R2 – medio, R3 – elevato, R4 – molto elevato), in grado di esprimere sinteticamente, attraverso un'unica mappa, il modo in cui la pericolosità (P1, P2, P3) e il danno potenziale si combinano.

Quindi le MAPPE DEL RISCHIO DI ALLUVIONI sono definite a partire dai livelli di pericolosità interfacciati con quattro livelli di danno che indicano le potenziali conseguenze negative derivanti dalle alluvioni:

a) numero indicativo degli abitanti potenzialmente interessati;

b) infrastrutture e strutture strategiche

c) beni ambientali, storici e culturali di rilevante interesse

d) distribuzione e tipologia delle attività economiche

e) impiantiche potrebbero provocare inquinamento

le aree soggette ad alluvioni con elevato volume di trasporto solido e colate detritiche o informazioni su fonti rilevanti di inquinamento.

2.3 Classificazione e pericolosità frane

La classificazione della pericolosità da frana in coerenza con i criteri stabiliti nel DPCM del 29 settembre 1998 si articola su quattro classi:

- Pericolosità moderata - P1,
- Pericolosità media - P2,
- Pericolosità elevata - P3,
- Pericolosità molto elevata - P4.

In aggiunta è presente un'ulteriore categoria - Area di Attenzione - porzioni di territorio con possibili situazioni di dissesto a cui non è ancora stata associata una classe di pericolosità.

Nel DPCM 29/09/1998 anche per le frane sono individuate quattro classi di rischio.

La definizione della pericolosità da frana è un processo complesso.

I principali parametri nella definizione della pericolosità di una frana (Fig.2) sono:

- «l'intensità» della frana;
- il tempo di ritorno del fenomeno.

L'intensità della frana dipende dalla velocità di movimento della frana e dal volume di materiale mobilizzato.

Il tempo di ritorno di un fenomeno franoso è definito come il tempo medio (espresso in anni) che intercorre tra il verificarsi di due eventi con caratteristiche simili: esso è pari all'inverso della frequenza probabile di accadimento del fenomeno.

A titolo di esempio una metodologia di valutazione della pericolosità da frana (metodo BUWAL), predisposto nella Confederazione Elvetica prevede i seguenti step:

- 1) Individuazione e perimetrazione delle aree di frana e delle aree limitrofe che potenzialmente potrebbero essere coinvolte in una riattivazione del fenomeno;
- 2) Definizione delle caratteristiche del movimento quali tipologia, velocità e volumi e/o spessori.

Pericolosità connessa alla velocità dei fenomeni franosi		Frequenza probabile			
		alta 1 – 30 anni	media 30 – 100 anni	bassa 100 – 300 anni	Frane antiche (> 300 anni) e paleofrane
Intervalli di velocità	3	P4	P4	P3	P1
	2	P3	P3	P2	
	1	P2	P1	P1	

Pericolosità connessa alla magnitudo dei fenomeni franosi		Frequenza probabile			
		alta 1 – 30 anni	media 30 – 100 anni	bassa 100 – 300 anni	Frane antiche (> 300 anni) e paleofrane
Classi di Magnitudo	6 - 9	P4	P4	P3	P1
	3 - 4	P3	P3	P2	
	1 - 2	P2	P1	P1	

Figura 2. Pericolosità da frana

2.4 Rischio, pericolosità e vulnerabilità

Quindi adattando al caso specifico la definizione di Rischio:

$$\text{Rischio} = \text{Pericolosità} \times \text{Vulnerabilità} \times \text{Esposizione (Conseguenze)}$$

- la pericolosità esprime l'entità del fenomeno (in questo caso alluvione o frana) e la probabilità che si manifesti in un arco temporale più o meno ampio;
- la vulnerabilità esprime il danno atteso sullo stabilimento; si definisce atteso perché riferito ad un fenomeno la cui intensità e la cui frequenza non è certa, ma legata ad una curva di probabilità;
- le conseguenze si esprimono come il danno atteso sull'ambiente, sul luogo di lavoro e sulla popolazione.

Per ridurre il rischio si deve quindi agire sui tre fattori (pericolosità, vulnerabilità e conseguenze), ricercando, ove possibile, la miglior combinazione in termini di costi/benefici.

3. Azioni ed effetti di alluvioni sugli impianti PIR

3.1 Azioni ed effetti di alluvioni sugli impianti PIR

Le azioni dell'alluvione sugli impianti a rischio di incidente rilevante sono:

- azioni idrodinamiche;
- azioni idrostatiche;
- azioni di erosione;
- azioni di galleggiamento;
- azioni dei detriti;
- azioni non fisiche (chimiche e biologiche).

Tali azioni possono essere riassunte e ricondotte a due categorie:

- quelle indotte dalla presenza dell'acqua:

- la spinta idrostatica orizzontale
 - la spinta di galleggiamento
 - la contaminazione chimica e biologica dovuta all'immersione
- b) quelle determinate dalla velocità della corrente:
- la spinta idrodinamica
 - l'impatto dei detriti portati dalla piena
 - il dilavamento e lo scalzamento delle fondazioni

Le CONSEQUENZE DIRETTE possono consistere:

- nel danneggiamento di strutture ed apparecchiature di stoccaggio e di processo, dovuto alla spinta delle acque ed alla collisione di detriti anche di grosse dimensioni trascinati dall'impeto delle acque, che può indurre perdite di contenimento di sostanze pericolose in grado di determinare:
- la dispersione e il trasporto attraverso l'aria, l'acqua e il suolo di sostanze tossiche per l'uomo e per l'ambiente;
- l'innescò di incendi ed esplosioni, con possibilità di coinvolgimento di altre apparecchiature e serbatoi contenenti sostanze pericolose (effetto domino).
- nella interruzione di servizi necessari alla mitigazione delle conseguenze quali l'alimentazione di energia elettrica;
- nella saturazione della rete di recupero degli effluenti;
- nell'impossibilità di accesso allo stabilimento o parti di esso

Alcune tipologie di danno causate dall'alluvione che possono avere EFFETTI INDIRETTI sullo stabilimento con pericolo di incidente rilevante sono:

- vittime
- edifici distrutti, danneggiati, minacciati
- tronco stradale e/o ferroviario distrutto, danneggiato, minacciato
- opere idrauliche distrutte, danneggiate, minacciate
- opere di attraversamento distrutte, danneggiate, minacciate
- coltivi distrutti, danneggiati, minacciati
- infrastrutture distrutte, danneggiate, minacciate quali: ponti, viabilità comunale, provinciale, statale, autostradale, linee ferroviarie, ecc.

3.2 Definizione degli scenari incidentali dovuti ad eventi idraulici/idrogeologici

Per la definizione degli scenari incidentali dovuti a eventi idraulici/idrogeologici è necessario partire dalla perdita di contenimento (LOC, Loss of Containment) di sostanze pericolose (tossiche, eco-tossiche, infiammabili). Le conseguenze principali di un LOC sono gli incendi, le esplosioni e la dispersione di sostanze tossiche

L'esperienza consente di rinvenire le seguenti due principali modalità

- danni strutturali, come spostamento, impatto con oggetti galleggianti, cedimento di strutture di supporto, cedimento di flange e connessioni, e simili;
- guasti a carico delle apparecchiature elettriche e meccaniche.

I serbatoi di stoccaggio risultano i più vulnerabili, seguiti dalle condutture di trasporto e dalle tubazioni. Le cisterne atmosferiche appaiono più vulnerabili di quelle a pressione, a causa della loro minore resistenza strutturale, che favorisce il collasso o il cedimento dell'involucro del serbatoio o induce il galleggiamento o il ribaltamento dello stesso.

Il collasso del serbatoio può provocare il rilascio istantaneo di tutto il contenuto. Tuttavia, la causa principale della perdita di contenimento osservata durante le alluvioni è il cedimento di connessioni e valvole, il distacco di tubazioni e il cedimento di condotte.

I serbatoi atmosferici a tetto galleggiante sono quindi particolarmente vulnerabili rispetto al rischio idrogeologico (Fig.3).



Figura 3. Vulnerabilità dei serbatoi atmosferici rispetto al rischio idrogeologico

4. Valutazione quantitativa del rischio NaTech da eventi idrogeologici

La procedura per la valutazione quantitativa del rischio deve essere estesa per includere la valutazione degli eventi Na-Tech da eventi idrogeologici.

Fase 1: caratterizzazione dell'evento esterno attraverso parametri che ne rappresentino l'impatto (es. per l'alluvione massimo battente di acqua previsto nel sito e/o la massima velocità dell'acqua).

Fase 2: identificazione degli elementi critici che possono causare uno scenario grave a causa dell'azione innescata dall'evento naturale.

Fase 3: identificazione di possibili modalità di danneggiamento con definizione degli stati di danno.

Fase 4: Stima della probabilità di danno attraverso specifici modelli di vulnerabilità o fragilità

Fase 5: individuazione degli scenari incidentali di riferimento. In questa fase, si dovrebbe considerare il verificarsi simultaneo degli scenari di riferimento, dovuti al danneggiamento di più unità.

Fase 6: valutazione delle conseguenze di ciascuna combinazione credibile di rilasci di riferimento.

5. Mitigazione delle conseguenze di eventi alluvionali

Nella localizzazione, progettazione e realizzazione di nuovi stabilimenti occorre tenere conto della pericolosità idraulica del sito.

Nella gestione degli stabilimenti esistenti devono essere intraprese una serie di azioni di miglioramento:

Misure di tipo strutturale comprendono a titolo di esempio:

- la costruzione di opere di difesa;
- la chiusura di aperture e punti di ingresso delle acque e l'impermeabilizzazione dei muri;
- l'installazione di pompe per la raccolta e rimozione delle acque (idrovore);
- rafforzamento dei punti di ancoraggio di serbatoi e tubazioni per evitare il loro galleggiamento o dislocazione in caso di inondazione;
- posizionamento di serbatoi, contenitori mobili e fusti ad una quota superiore a quella della massima piena stimata;
- dotazione di recinzioni e cancelli per evitare la dispersione di contenitori mobili e fusti in caso di allagamento;
- costruzione o adeguamento del sistema fognario;
- posizionamento in quota di motori, pompe e pannelli di controllo per evitare danni a causa dell'acqua;
- posizionamento di sale controllo e di sistemi di sicurezza in zona sicura e rafforzamento della loro protezione per migliorare la resistenza agli urti da parte di detriti galleggianti;
- installazione di generatori di emergenza in grado di mantenere apparecchiature contenenti sostanze pericolose funzionanti in condizioni di sicurezza per prolungati periodo di tempo.

misure non strutturali di carattere gestionale quali ad es.:

- possibilità di isolamento o interruzione in condizioni di sicurezza delle forniture di elettricità, gas, vapore, riscaldamento ed idriche;
- intensificazione dei controlli e delle manutenzioni di componenti critici per la loro esposizione per verificare il loro deterioramento o eventuali fenomeni corrosivi;
- verifica delle tenute dei serbatoi fuori terra, dei silos e dei serbatoi interrati;
- predisposizione di sistemi di tenuta (cinghie, catene, ecc.) per fusti e recipienti;
- disposizione opportuna dei contenitori di sostanze incompatibili all'interno dell'impianto;

- confezionamento delle sostanze pericolose con imballaggi ed etichette resistenti all'acqua.
- sviluppo ed adozione di sistemi di allerta preventivi (Early Warning) per i pericoli di inondazione in collegamento con il sistema di allertamento nazionale allo scopo di mitigare gli effetti dell'evento anche attraverso l'attivazione dei sistemi di sicurezza.

6. Sistemi di Early Warning

Gli obiettivi principali che si possono perseguire attraverso l'adozione di un sistema di Early Warning locale, o l'integrazione nel sistema di Early Warning predisposto dalle pubbliche Autorità sono:

- riduzione delle conseguenze sia interne che esterne;
- preallarme dei lavoratori dello stabilimento e della popolazione nelle aree limitrofe allo stabilimento;
- eventuale interruzione e messa in sicurezza dei processi industriali pericolosi.

Negli impianti industriali tali obiettivi possono essere raggiunti attraverso l'installazione di sistemi che, sulla base delle segnalazioni di allerta preventiva, entrino in azione:

- per ridurre i danni in caso di rilascio di sostanze pericolose, mettendo in sicurezza l'area dello stabilimento e l'area circostante attraverso:
- segnali di allarme acustico/visivo per il personale di stabilimento per avviare l'intervento dei servizi di emergenza e mettere in atto le misure di autoprotezione del personale previste;
- messa in atto di azioni per la protezione di edifici strategici dello stabilimento, impedendo l'ingresso di acque e detriti;

per prevenire i rilasci di sostanze pericolose attraverso:

- lo spostamento di contenitori di sostanze pericolose;
- la disattivazione di parti o di sottosistemi dell'impianto mettendo in sicurezza con valvole e sistemi di blocco automatico o di shut-off attrezzature, macchinari ed apparecchiature critici per i pericoli di incidente rilevante.

6.1 Sistemi di Early Warning per la mitigazione del Rischio NaTech da fenomeni alluvionali

Per quanto riguarda l'utilizzazione di sistemi di Early Warning per i fenomeni alluvionali l'elemento chiave per una corretta individuazione delle azioni che possono essere previste per aumentare la resilienza rispetto ai pericoli, è la conoscenza dell'intervallo di tempo che il sistema di early warning concede tra il momento in cui si ha la ragionevole certezza del verificarsi dell'evento in grado di provocare l'inondazione in una data località e il momento in cui l'evento avviene (Fig.4).

Tipologie e caratteristiche delle inondazioni (fonte: FM Global Property Loss Prevention Data Sheets 1-40 – Flood October 2016)			
Tipologie di inondazione	Velocità	Intervallo di allerta	Durata
fiumi lunghi e con letto ampio	bassa: la velocità non dovrebbe aumentare i danni	fino a 2 settimane o più	giorni o settimane
fiumi di minori dimensioni	-elevata nei tratti più ripidi del corso d'acqua: sono possibili danni dovuti alla velocità - bassa nelle aree pianeggianti - bassa nelle aree di espansione	breve; molto breve in aree scoscese	breve: da meno di 1 giorno a diversi giorni flash flood (alluvione improvvisa) in aree ripide: < 3 ore
letti asciutti di corsi d'acqua	elevata: sono possibili danni dovuti alla velocità	breve (poche ore al massimo)	breve: da meno di 1 giorno a diversi giorni.
riflusso interno dietro le protezioni dalla piena	bassa: la velocità non dovrebbe aumentare i danni	breve, ma variabile con il tipo di piena	più lunga: varia con il tipo di piena
costiera	elevata vicino alla costa; sono possibili danni dovuti alla velocità	-formazione della tempesta: fino ad 1 settimana; -fase di azione per lo stabilimento: da 2 a 3 giorni prima dell'arrivo a terra; -1 giorno per ordinare l'evacuazione	breve: ore
cono alluvionale	elevata: sono possibili danni dovuti alla velocità	breve: < 3 ore	breve: < 3 ore
sessa	elevata: sono possibili danni dovuti alla velocità	breve: ore	breve: ore
piogge torrenziali	-potenzialmente elevata nelle aree in pendenza - bassa nelle aree di espansione	breve: da minuti ad ore	breve: da minuti ad ore
innalzamento falda	bassa: la velocità non dovrebbe aumentare i danni	lungo: da 1 giorno a diversi giorni	lungo: da 1 giorno a diversi giorni
sistemi fognari	bassa: la velocità non dovrebbe aumentare i danni	breve: da minuti ad ore	breve: da minuti ad ore

Figura 4. Caratteristiche degli eventi alluvionali

6.2 Sistemi di Early Warning per la mitigazione del rischio NaTech da Frane

L'efficacia dei sistemi di Early warning per la mitigazione del Rischio NaTech da frane dipende molto dalla tipologia, dalla velocità del fenomeno considerato e dalle possibili cause di innesco (Fig.5). Se si prendono in considerazione fenomeni lenti è possibile prevedere sistemi di monitoraggio dei versanti che, integrando informazioni sulla possibile forzante idraulica, consentano l'attivazione di allarmi e misure di mitigazione. Se invece si prende a riferimento fenomeni veloci come le colate detritico-fangose il tempo intercorrente tra l'innesco del fenomeno ed il suo impatto sugli elementi l'intervallo temporale è tipicamente dell'ordine delle decine di secondi. Quindi, in questo caso, l'implementazione di un sistema Early Warning efficace, finalizzato alla mitigazione del rischio è complessa anche perché l'innesco del meccanismo di collasso può avvenire in un qualunque punto ed evolversi in porzioni di territorio nelle quali non era stata disposta alcuna strumentazione di controllo o questa potrebbe essere non più disponibile in quanto distrutta dall'evento stesso. Tale condizione, pertanto, suggerisce di un approccio di tipo preventivo piuttosto che mitigativo.

Principali fenomeni di frana (Cruden e Varnes, 1994)

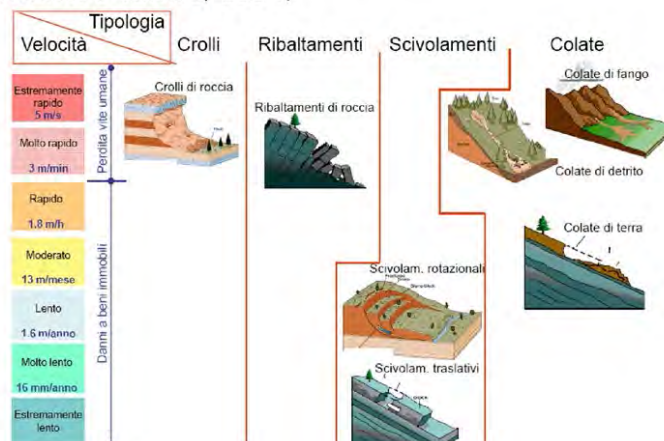


Figura 4. Caratteristiche degli eventi franosi

7. Conclusioni

Questo lavoro propone un approccio innovativo alla gestione del rischio NaTech da eventi idrogeologici che, a partire da una opportuna valutazione della pericolosità idrogeologica e del relativo rischio nonché dei possibili scenari incidentali fornisca indicazioni per la realizzazione di efficaci sistemi di prevenzione e mitigazione delle conseguenze di un incidente rilevante, dove strategie passive (sistemi di early warning) e attive (sistemi di protezione attiva) possono essere utilizzate. Tali metodologie sono già utilizzate nella gestione dei rischi territoriali da parte delle Autorità Competenti. È auspicabile che tali approcci siano integrati, a livello “on-site”, nei sistemi di gestione della sicurezza negli stabilimenti PIR.

8. Bibliografia

- [1] D.Lgs. 23/02/2010, n. 49 – “Attuazione della direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni”
- [2] Mosaicatura delle aree a pericolosità idraulica perimetrate dalle Autorità di Bacino, Regioni e Province Autonome ai sensi del D. Lgs. 49/2010, ISPRA, 2015, reperibile, all’indirizzo:<http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/download-mais/mosaicature-nazionali-ispra-pericolosita-frane-alluvioni/>
- [3] Mosaicatura per il pericolo frane, estratta dalle mappe dei Piani di Assetto Idrogeologico (PAI), ISPRA, 2015, reperibile all’indirizzo <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/download-mais/mosaicature-nazionali-ispra-pericolosita-frane-alluvioni/>
- [4] Mappe di pericolosità predisposte dalle Autorità di bacino per il territorio nazionale, reperibili all’indirizzo: http://www.isprambiente.gov.it/pre_meteo/idro/Mappe_peric.html
- [5] Marino Alessandra, Ciucci Mariano (2019). Smart approach to integrated natural risks management for Industry 4.0. Presentazione al Convegno a SPIE Smart Structures + Nondestructive Evaluation 2019, 3-7 marzo, 2019 Denver (CO, USA). Proc. SPIE 10973, Smart Structures and NDE for Energy Systems and Industry 4.0, 1097306 (18 March 2019); doi: 10.1117/12.2513764

Metodo ad indice per la stima del rischio alluvioni per le attrezzature a pressione

A. Muratore¹, V. Nastasi², C. Delle Site³, G. Grillone², G. Giannelli¹

¹ Inail - Uot di Como

² Inail - Uot di Palermo

³ Inail - Dit

Abstract

L'aumento degli insediamenti umani insieme ai cambiamenti climatici contribuiscono ad aumentare la probabilità e l'intensità delle alluvioni. Alla luce dei recenti fenomeni di dissesto idrogeologico in tutta Europa, abbiamo condotto un approfondimento sugli aspetti legati alla gestione del rischio alluvione nei luoghi di lavoro con presenza di attrezzature a pressione. Per queste ultime, il rischio alluvione può comportare il rilascio di sostanze pericolose ed altri eventi concomitanti quali incendi, esplosioni, dispersioni tossiche, inquinamento superficiale di corpi idrici e falde acquifere. Per una corretta valutazione del rischio alluvionale, abbiamo considerato tre fattori:

H (Pericolosità, Hazard): probabilità di accadimento di un evento alluvionale in un determinato intervallo di tempo e in una determinata area;

V (Vulnerabilità, Vulnerability): probabilità di danno alle apparecchiature in relazione alla massima velocità dell'acqua (v) e alla massima altezza dell'acqua (h);

E (Esposizione, Exposure): entità e gravità del danno ai ricettori (persone, beni, infrastrutture, servizi) potenzialmente interessati dagli effetti provocati dall'evento alluvionale.

Le attrezzature a pressione sono spesso installate in stabilimenti a rischio di incidente rilevante, in questi casi si possono avere effetti negativi anche all'esterno dello stabilimento.

Lo scopo di questo lavoro è quello di proporre un metodo ad indice per una valutazione preliminare del rischio di alluvione per le apparecchiature a pressione (Generatori di Vapore, Reattori, Recipienti a Pressione, Tubazioni, ecc.) presenti negli impianti industriali. Definito il livello di rischio, se non accettabile, vengono proposte le principali azioni correttive.

Keywords: rischio di alluvione, sicurezza sul lavoro, valutazione dei rischi, mitigazione del rischio, attrezzature a pressione.

1. Introduzione

In Europa, le perdite economiche dovute alle alluvioni sono costantemente aumentate negli ultimi anni. Molte attività industriali sono vulnerabili rispetto a condizioni meteorologiche avverse. Il pericolo di allagamento non è mai eliminabile e pertanto ogni datore di lavoro che utilizzi attrezzature a pressione (Generatori di Vapore, Reattori, Recipienti a Pressione, Tubazioni, ecc.) deve prepararsi preventivamente a limitare l'impatto che un'alluvione può avere sulle proprie attività attraverso una serie di azioni di prevenzione e/o protezione. In riferimento a ciò per dette attrezzature oltre al rischio per cause operative bisogna considerare il rischio da eventi naturali; nel nostro caso il rischio da alluvioni. Lo scopo di questo lavoro è quello di proporre un metodo ad indice per una valutazione preliminare del rischio di alluvione per le apparecchiature a pressione presenti negli impianti industriali. Definito il livello di rischio, se non accettabile, vengono proposte le principali azioni correttive. Gli autori, essendo esperti di sicurezza delle attrezzature a pressione, hanno scelto di analizzare gli impatti delle inondazioni sulle attrezzature a pressione e non su altri tipi di attrezzature, inclusi ad esempio i serbatoi atmosferici di stoccaggio. Si vuole evidenziare che il presente studio ha come obiettivo le apparecchiature a pressione, poiché queste ultime, in caso di rottura, comportano perdite sia di prodotto che di energia. Ad esempio: un deflusso di gas porta alla formazione di una nube, che sarà soggetta a un fenomeno di trasporto e diffusione dipendente dalle caratteristiche meteorologiche locali. Le sostanze tossiche possono essere trasportate molto lontano dalla fonte di rilascio, così come la nube può incendiarsi ed eventualmente esplodere a distanza dalla fonte di rilascio, con danni alle persone e all'ambiente anche al di fuori del perimetro dell'impianto industriale.

Inoltre, alcune delle attività che contengono attrezzature a pressione rientrano nell'ambito di applicazione della direttiva 2012/18/UE. In relazione a quest'ultimo aspetto, il gestore di un impianto a rischio di incidente rilevante deve provvedere anche all'adeguamento del proprio Sistema di Gestione della Sicurezza – Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti (SGS-PIR), per prevenire o limitare le conseguenze per la salute umana e per l'ambiente. Secondo la ISO 31000:2018 il "rischio" è "l'effetto dell'incertezza sugli obiettivi". "La valutazione del rischio è il processo complessivo di identificazione del rischio, analisi del rischio e valutazione del rischio". Per "livello di rischio" consideriamo "la dimensione (misurazione) di un rischio in termini di combinazione di conseguenze e probabilità". Il livello di rischio alluvione è una combinazione di tre fattori fondamentali:

H (Pericolosità, Hazard): probabilità di accadimento di un evento di piena in un determinato intervallo di tempo e in una certa area;

V (Vulnerabilità, Vulnerability): probabilità di danni alle apparecchiature in relazione alla massima velocità dell'acqua (v) e alla massima altezza dell'acqua (h);

E (Esposizione, Exposure): entità e gravità del danno ai ricettori (persone, beni, infrastrutture, servizi) potenzialmente interessati dagli effetti provocati dall'evento alluvionale.

Di solito si esprime:

$$\text{Rischio alluvione} = f(H, V, E) \quad (1)$$

L'espressione (1) non è facile da calcolare, perché le sue tre variabili sono caratterizzate da altre variabili. Gli autori propongono un metodo di indice semplificato basato sull'espressione (2). Tale metodo può essere applicato alle singole apparecchiature a pressione presenti all'interno dello stesso stabilimento:

$$I_{RF} = I_H * I_V * I_E \quad (2)$$

Dove I_{RF} è l'Indice di Rischio Alluvione che dipende da I_H : Indice di Pericolosità del luogo in cui si trova l'attrezzatura a pressione, I_V : Indice di Vulnerabilità dell'attrezzatura a pressione e I_E : Indice di Esposizione. Nei paragrafi successivi verrà descritto come determinare I_H , I_V , I_E . Dal punto di vista grafico il tutto può essere rappresentato da una matrice tridimensionale ad assi ortogonali I_H , I_V , I_E , dando a ciascuno dei tre indici valori numerici compresi tra 1 e 4.

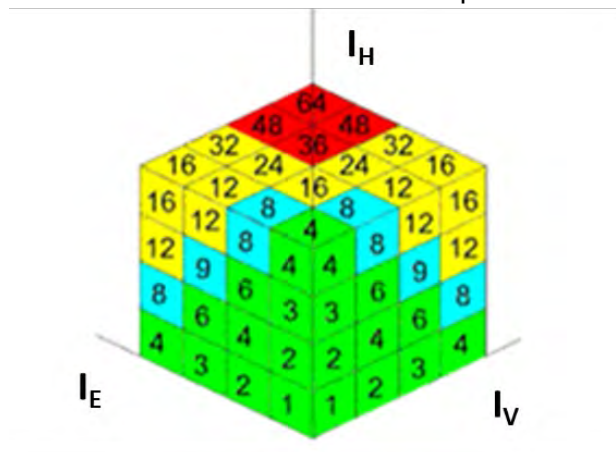


Figura 1. Matrice tridimensionale del rischio di alluvione per attrezzature a pressione

2. Azioni ed effetti delle alluvioni su attrezzature a pressione e impianti industriali

Si evidenzia che gli eventi alluvionali raggruppano diversi fenomeni, quali: piene fluviali, flash floods, acqua alta, colate di fango, colate detritiche.

Il datore di lavoro di un impianto industriale sulla base delle informazioni acquisite sui pericoli di eventi alluvioni e frane nell'area in cui è ubicato l'impianto deve integrare la valutazione dei rischi con particolare riferimento alle attrezzature a pressione presenti. Le azioni delle piene sulle attrezzature a pressione possono essere idrodinamiche, idrostatiche, di erosione, di galleggiamento, ecc. Tali azioni possono essere suddivise in due categorie (Muratore A., et al.):

- indotte dall'acqua (spinta idrostatica orizzontale, spinta di galleggiamento, ecc.);

• determinate dalla velocità della corrente (spinta idrodinamica, impatto detriti portati dall'alluvione, dilavamento e scalzamento di fondazioni/ancoraggi, ecc.).

Il datore di lavoro deve essere consapevole che gli eventi alluvionali possono causare gravi danni agli impianti industriali e innescare il rilascio accidentale di sostanze pericolose nell'ambiente circostante. Le conseguenze dirette possono consistere in:

(i) danni agli edifici e alle apparecchiature di stoccaggio e processo (ove spesso sono presenti attrezzature a pressione), dovuti alla spinta dell'acqua e all'impatto con le strutture di detriti, anche di grandi dimensioni, trascinati dalla forza dell'acqua, che possono indurre perdite di contenimento di sostanze pericolose in grado di determinare:

(a) dispersione e trasporto nell'aria (in caso di formazione di una nube tossica), nelle acque e nel suolo di sostanze pericolose per l'uomo e per l'ambiente;

(b) sviluppo di reazioni violente dovute al contatto tra acqua e composti chimici che possono generare gas tossici;

(c) innesco di incendi ed esplosioni, con possibilità di coinvolgere altre apparecchiature e serbatoi contenenti sostanze pericolose (effetto domino).

(ii) nell'interruzione di servizi vitali come la fornitura di energia elettrica;

(iii) nella saturazione della rete di recupero degli effluenti;

(iv) nell'impossibilità di accedere allo stabilimento o a parti di esso.

3. Indice di pericolosità del luogo in cui è ubicata l'attrezzatura a pressione (IH)

La Direttiva 2007/60/CE (Direttiva Alluvioni) relativa alla valutazione e gestione del rischio di alluvione con l'obiettivo di ridurre i rischi di conseguenze negative derivanti dalle alluvioni, prevede una valutazione preliminare del rischio di alluvioni, l'elaborazione di mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni e la predisposizione e attuazione di piani di gestione del rischio di alluvioni. In Italia, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), ha pubblicato nel 2021 la Mosaicatura (Trigila A. et al.) che definisce l'estensione delle aree allagabili su tutto il territorio italiano per ciascuno degli scenari probabilistici previsti dall'art. 6 della Direttiva Alluvioni:

- High Probability Hazard (HPH): alta probabilità di inondazioni;
- Medium Probability Hazard (MPH): media probabilità di inondazioni;
- Low Probability Hazard (LPH): bassa probabilità di inondazioni.

Questi scenari corrispondono alle aree allagabili a seguito di eventi di piena con tempi di ritorno. Alla mappatura delle aree di pericolo idraulico sul territorio nazionale corrispondono tre scenari di pericolo:

- HPH con tempo di ritorno compreso tra 20 e 50 anni (alta probabilità di alluvioni);

- MPH con tempo di ritorno compreso tra 100 e 200 anni (media probabilità di alluvioni);
- LPH con tempo di ritorno 500 anni o massimo storico registrato (bassa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi).

Oltre all'estensione della piena, le mappe della pericolosità di piena dovrebbero indicare, per ciascuno dei tre scenari sopra evidenziati, l'altezza (altezza rispetto al livello medio del mare) o la profondità della piena (altezza rispetto al suolo) (h) e la velocità del flusso (v). Nella tabella 1 sono riportati i valori di I_H (indice di pericolosità) suddivisi in tre livelli legati al periodo di ritorno della piena.

I_H	Livelli legati al periodo di ritorno dell'inondazione
1	Ubicazione stabilimento contenente le unità bersaglio (attrezzature a pressione) in area di pericolosità idraulica Low Probability Hazard "LPH" - bassa probabilità di alluvioni
3	Ubicazione stabilimento contenente le unità bersaglio (attrezzature a pressione) in area di pericolosità idraulica Medium Probability Hazard "MPH" - media probabilità di alluvioni
4	Ubicazione stabilimento contenente le unità bersaglio (attrezzature a pressione) in area di pericolosità idraulica High Probability Hazard "HPH" - elevata probabilità di alluvioni

Tabella 1. Indice di pericolosità

Da quanto sopra evidenziato, in Italia è possibile stabilire l'indice di pericolosità di alluvione (I_H) in funzione dell'ubicazione dell'impianto che contiene le attrezzature a pressione; oltre a questo si possono avere informazioni sull'altezza (h) della piena sopra definita ed eventualmente sulla velocità del flusso (v). Se la velocità del flusso non è mostrata nelle mappe, si può fare riferimento alla formula di Manning (3):

$$v = \frac{1}{n} \left(\frac{A}{p} \right)^{\frac{2}{3}} s^{\frac{1}{2}} \quad (3)$$

Dove:

v è la velocità media trasversale (L/T; m/s);

n è il coefficiente di Manning. Le unità di misura di n sono spesso omesse, tuttavia n non è adimensionale, avendo unità di: (T/[L^{1/3}]; s/[m^{1/3}]).

A è l'area della sezione trasversale del flusso (L²; m²);

p è il perimetro bagnato (L; m);

s è la pendenza del corso d'acqua o gradiente idraulico, la perdita di carico idraulico lineare (L/L); è uguale alla pendenza del letto del canale quando la profondità dell'acqua è costante. ($s = hf/L$).

La Figura 2 è una rappresentazione dell'Italia con le aree allagabili per scenario di pericolosità di alluvione: alta (High Probability Hazard - HPH) e media (Medium Probability Hazard - MPH), Mosaicatura ISPRA, 2020 (Trigila A. et al. ISPRA 2021).

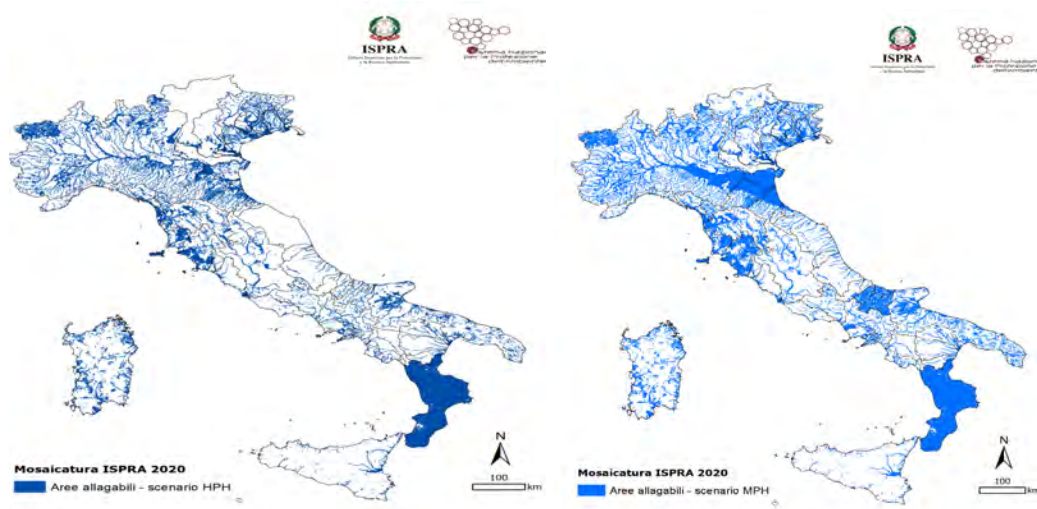


Figura 2. Mosaicatura ISPRA 2020 per scenari di pericolosità alta (HPH) (a sinistra) e media (MPH) (a destra)

4. Indice di vulnerabilità delle singole attrezzature a pressione (I_v)

L'indice di vulnerabilità (I_v) che gli autori propongono in questo lavoro dipende da:

- Tipologia di guasto che interessa un determinato rilascio (R1, R2, R3);
- Categoria di rischio PED delle attrezzature a pressione (Categoria di rischio I, II, III, IV).

Per R1 si definisce una rottura che si traduce nel rilascio istantaneo dell'intero contenuto (in meno di 2 minuti). Per R2 si definisce una rottura che provoca il rilascio continuo dell'intero contenuto (in più di 10 minuti). Per R3 si definisce una rottura che comporta il rilascio continuo da un foro di diametro equivalente 10 mm.

4.1. Determinazione del tipo di rottura

Nel paragrafo precedente abbiamo visto che le mappe di pericolosità contengono anche i valori di quota (h) e velocità del flusso alluvionale (v). Questi valori verranno utilizzati per determinare la stima dei danni alle apparecchiature. Nel caso di alluvioni non sono disponibili in letteratura modelli semplificati e consolidati per la stima dei danni alle apparecchiature. Pertanto, partendo dall'analisi dei pochi dati disponibili, è stato sviluppato un modello di danno semplificato, che collega la velocità massima dell'acqua (v) e l'altezza massima dell'acqua (h) alla probabilità di danno alle apparecchiature (Antonioni G., et al.):

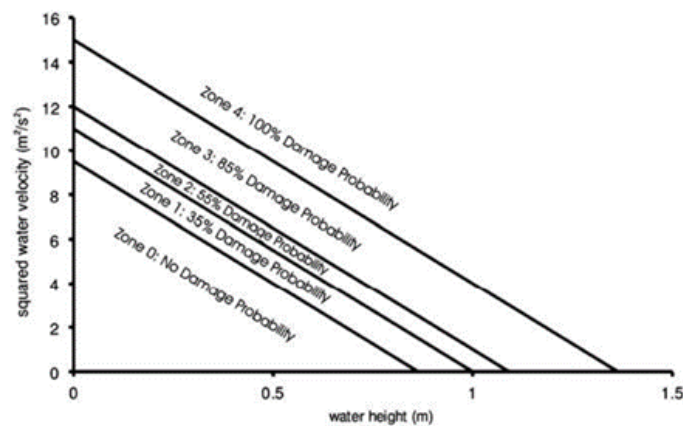


Figura 3. Probabilità di danno dell'evento di piena in funzione del livello dell'acqua e del quadrato della velocità dell'acqua

La Figura 3 mostra le regioni associate a diversi valori di probabilità di danno. Una volta stimate queste probabilità di danno (vedi Fig. 3: Zona 0, Zona 1, Zona 2, Zona 3, Zona 4), gli autori associano queste probabilità di danno a: Modalità di impatto, Danni strutturali e Categorie di rischio (R1, R2, R3) come mostrato nella Tabella 2.

Probabilità danno	Modalità di impatto	Possibili Danni strutturali	Categorie di Rilascio
Zona 0 e Zona 1	Sommersione Lenta	Cedimento flange e connessioni	R3
Zona 2	Onda a bassa velocità	Cedimento flange e connessioni Frattura Mantello	R3 R2
Zona 3 e Zona 4	Onda ad alta velocità	Cedimento flange e connessioni Frattura del mantello Impatto con strutture adiacenti	R3 R2 R1

Tabella 2. Correlazione tra modalità di impatto dell'alluvione, danni strutturali alle attrezzature e categoria di rischio R1, R2, R3

4.2. Determinazione della categoria di rischio PED per ogni attrezzatura a pressione

Utilizzando la direttiva di prodotto 2014/68/UE (PED – Pressure Equipment Directive), relativa alle attrezzature a pressione e/o insiem, è possibile determinare la categoria di rischio PED: I, II, III, IV (passando da I a IV il rischio aumenta). La Direttiva contiene apposite tabelle dalle quali ricavare la categoria di rischio PED in funzione dell'energia di pressione contenuta e della pericolosità del fluido.

4.3. Determinazione dell'indice di vulnerabilità (I_v)

La tabella 3 mostra i valori dell'indice di vulnerabilità per ogni tipo di attrezzatura a pressione. I valori dipendono dal tipo di rilascio, che a sua volta dipende dalla probabilità di danno (Fig. 3) oltre che dalla categoria di rischio PED (vedi par. 4.2).

	Tubazione	Tubazione	Tubazione	Attrezzatura a pressione snella (*)	Attrezzatura a pressione snella (*)	Attrezzatura a pressione snella (*)	Attrezzatura a pressione tozza (**)	Attrezzatura a pressione tozza (**)	Attrezzatura a pressione tozza (**)
	R1	R2	R3	R1	R2	R3	R1	R2	R3
Cat. PED: IV	Non Applicabile	Non Applicabile	Non Applicabile	4	4	4	3	3	2
Cat. PED: III	3	3	2	3	3	3	2	2	2
Cat. PED: II	3	2	2	3	2	2	2	1	1
Cat. PED: I	1	1	1	2	2	2	1	1	1

Tabella 3. Indice di vulnerabilità per diversi tipi di attrezzature a pressione (I_v)

(*) Attrezzatura in cui altezza (h)/raggio (r) è maggiore di 4 ($h/r > 4$)

(**) Attrezzatura in cui altezza (h)/raggio (r) è inferiore a 4 ($h/r < 4$)

5. Indice di esposizione (I_E)

L'esposizione tiene conto di vite umane, danni ambientali, danni economici, ecc. Per determinare l'esposizione derivante da alluvioni che coinvolgono attrezzature a pressione, si deve partire dalla tipologia di sostanze pericolose presenti, dal loro stato fisico, dal tipo di lavorazione (processo, stoccaggio, ecc.), dal tipo di evento atteso (esplosione, rilascio tossico, incendio, dispersione di fumi tossici a seguito di incendio), dalla quantità di sostanze pericolose. Per la stima dell'esposizione in questo articolo si propone un metodo qualitativo basato sul giudizio di esperti, attribuendo un peso crescente da 1 a 4 secondo l'importanza della classe di uso del suolo circostante. Pesi maggiori sono stati assegnati alle classi residenziali che comportano una presenza antropica costante e pesi decrescenti a diverse tipologie di attività produttive, privilegiando le attività più concentrate (attività industriali), rispetto alle attività estensive (attività agricole). La tabella 4 mostra una correlazione tra l'indice di esposizione (I_E) e le classi d'uso del suolo circostante lo stabilimento contenente attrezzature a pressione.

I_E	Classi d'uso del suolo circostante lo stabilimento
1	Scenari credibili a seguito di impatto di un evento alluvionale su attrezzature a pressione che hanno ricadute sia all'interno dello stabilimento che all'esterno dello stabilimento su zone con suolo incolto
2	Scenari credibili a seguito di impatto di un evento alluvionale su attrezzature a pressione che hanno ricadute all'esterno dello stabilimento su zone agricole estensive (attività agricole)
3	Scenari credibili a seguito di impatto di un evento alluvionale su attrezzature a pressione che hanno ricadute all'esterno dello stabilimento su zone industriali
4	Scenari credibili a seguito di impatto di un evento alluvionale su attrezzature a pressione che hanno ricadute all'esterno dello stabilimento su zone interessate da attività produttive e commerciali che comportano una presenza antropica costante
4	Scenari credibili a seguito di impatto di un evento alluvionale su attrezzature a pressione che hanno ricadute all'esterno dello stabilimento su zone con abitazioni residenziali e zone di sicuro impatto (edifici strategici)

Tabella 4. Relazione tra indice di esposizione (I_E) e classi d'uso del suolo

Nell'ultimo scenario, per edifici strategici si intendono le sale di controllo, gli uffici di gestione delle emergenze, il pronto soccorso, i capannoni antincendio, ecc.

6. Indice di rischio di alluvione (I_{RF}) per attrezzature a pressione e trattamento del rischio

Applicando quanto indicato nei paragrafi precedenti, è possibile ottenere i valori numerici (da 1 a 4) per I_H , I_V e I_E . Utilizzando quindi l'espressione (2) si può ottenere un valore numerico per l'Indice di Rischio Alluvione (I_{RF}), che varia per ogni unità target critica (attrezzatura a pressione) all'interno dello stesso sito industriale. La tabella 5, basata sul valore numerico dell' I_{RF} per le varie apparecchiature bersaglio, mostra diverse accettabilità del rischio, priorità di intervento e azioni correttive per la prevenzione e la mitigazione. Il paragrafo 7 dettaglia le azioni correttive di prevenzione e mitigazione.

I_{RF}	Accettabilità del rischio	Priorità di intervento delle azioni correttive	Azioni correttive di prevenzione e mitigazione
$I_{RF} > 32$	Non tollerabile	Priorità di intervento 1	Interventi permanenti: (a), (b), (c), (d), (e), (f), (g), (h), (i), (j). Interventi temporanei: (k), (l), (m), (n), (o), (p), (q) Resilienza organizzativa: (r)
$12 \leq I_{RF} \leq 32$	Migliorabile	Azioni Correttive indilazionabili	Interventi permanenti: (a), (b), (c), (d), (e), (f), (g), (h), (i), (j). Interventi temporanei: (k), (l), (m), (n), (o), (p), (q) Resilienza organizzativa: (r)
$I_{RF} < 12$	Tollerabile	Priorità di intervento 2	Interventi temporanei: (k), (l), (m), (n), (o), (p), (q) Resilienza organizzativa: (r)

Tabella 5. I_{RF} , Accettabilità del rischio

7. Azioni correttive di prevenzione e mitigazione per eventi da alluvioni su attrezzature a pressione

Come azioni correttive per prevenire e/o proteggere da potenziali eventi indotti da fenomeni alluvionali, è necessaria una pianificazione dell'emergenza che includa il miglioramento delle misure di mitigazione al fine di ridurre i danni alle attrezzature a pressione. Tra gli interventi finalizzati a tale scopo possiamo distinguere due classi: interventi permanenti e interventi temporanei (Muratore A. et al.).

(l) Interventi permanenti, finalizzati ad aumentare la resistenza delle infrastrutture industriali con opportune scelte di materiali e soluzioni progettuali:

- (a) ancoraggio a livello delle fondazioni delle attrezzature a pressione in modo che non galleggino o subiscano fenomeni di ribaltamento;
- (b) costruzione e/o rafforzamento di barriere di contenimento o sponde di protezione di corsi d'acqua;
- (c) sviluppo e realizzazione di un efficace sistema di drenaggio che contrasti l'innalzamento del livello idrometrico;
- (d) posizionamento di sistemi di stoccaggio pressurizzati e/o criogenici al di sopra del livello idrometrico massimo previsto;
- (e) costruzione di recinzioni protettive per attrezzature e macchinari;
- (f) movimento di macchine elettriche, impianti antincendio, sistemi informatici e di distribuzione dell'energia al di sopra del livello idrometrico massimo previsto;

- (g) predisposizione della segnalazione delle vie di evacuazione in presenza di piene;
- (h) tubi e raccordi di rinforzo;
- (i) fornire collegamenti flessibili per i tubi ove possibile;
- (j) stoccaggio strategico e posizionamento di sostanze pericolose per evitare l'incompatibilità chimica.

(II) Interventi temporanei strettamente legati ai tempi con cui le Autorità sono in grado di diffondere la fase di possibile alluvione con allerta (preallerta pubblica). L'allerta precoce consiste nell'insieme delle azioni, attuabili tra il momento in cui vi è una ragionevole certezza del verificarsi di un evento alluvionale in una data località e, il momento in cui l'evento si verifica (nel caso di eventi meteorologici tale intervallo può raggiungere le 24/48 ore a differenza del terremoto che può durare solo pochi secondi). Queste azioni consistono in misure da adottare in caso di pericolo imminente, tra cui:

- (k) interruzione e messa in sicurezza di processi industriali pericolosi; disattivare parti o sottosistemi dell'impianto (valvole automatiche di blocco o intercettazione) per impedire il rilascio di sostanze pericolose;
- (l) ancoraggio delle strutture più a rischio e strutturalmente più fragili con funi di acciaio o similari;
- (m) verifica della tenuta dei serbatoi di stoccaggio, mediante chiusura ermetica dei silos e dei serbatoi di stoccaggio interrati;
- (n) delocalizzazione e stoccaggio di sostanze chimiche reattive e materiali pericolosi in aree ad altitudini più elevate e più sicure;
- (o) attivare la produzione autonoma di energia elettrica o il risparmio energetico, in modo che i sistemi di controllo siano disponibili anche durante l'evento;
- (p) evacuazione del personale non indispensabile per le operazioni di emergenza;
- (q) piani di emergenza interni (PEI), al fine di tenere conto di eventuali sistemi di allerta preventiva eventualmente presenti nell'impianto o nell'area in cui esso è ubicato e di assicurare che le azioni da porre in essere in risposta alle adozioni anticipate siano state individuate e chiaramente indicate nella suddetta documentazione di allerta emessa da tali sistemi.

(III) Oltre alle due classi di interventi (permanenti e temporanei) sopra individuate ai punti (I) e (II), è ora indispensabile aggiungere un ulteriore punto (III):

- (r) sviluppare la resilienza organizzativa negli stabilimenti (compresi quelli contenenti attrezzature a pressione) coinvolgendo tutti gli attori della sicurezza (in primo luogo i lavoratori che si interfacciano con gli impianti).

Fornire una formazione specifica e continua che mira a creare un'organizzazione resiliente in grado di rispondere agli eventi, monitorare ciò che accade, sapere come anticipare i rischi e, infine, imparare dalle esperienze passate (Poljanšek K., et al.).

8. Conclusioni

Lo scopo di questo lavoro è sviluppare una valutazione preliminare del rischio di alluvione, secondo lo standard ISO 31000:2018 "Gestione del rischio - Principi e linee guida", basata su un metodo ad indice per le singole apparecchiature a pressione (generatori di vapore, reattori, recipienti, scambiatori, tubazioni, ecc.) presenti negli impianti industriali.

Una volta definito il livello di rischio, se non accettabile, gli autori propongono alcune delle principali azioni correttive, al fine di facilitare i processi decisionali del datore di lavoro in merito alle misure di prevenzione e/o protezione da attuare con le relative priorità di intervento (Risk Treatment). Inoltre, alcune delle attività che contengono attrezzature a pressione rientrano nell'ambito di applicazione della direttiva 2012/18/UE. In relazione a quest'ultimo aspetto, il gestore di un impianto a rischio di incidente rilevante deve provvedere anche all'adeguamento del proprio Sistema di Gestione della Sicurezza – Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti (SGS-PIR), per prevenire o limitare le conseguenze per la salute umana e per l'ambiente.

Si vuole infine evidenziare che il presente studio ha come obiettivo le attrezzature a pressione, poiché queste ultime, in caso di rottura, comportano perdite sia di prodotto che di energia. Ad esempio: un deflusso di gas porta alla formazione di una nube, che sarà soggetta a un fenomeno di trasporto e diffusione dipendente dalle caratteristiche meteorologiche locali. In riferimento a ciò, le sostanze tossiche possono essere trasportate molto lontano dalla fonte di rilascio, così come la nube può incendiarsi ed eventualmente esplodere a distanza dalla fonte di rilascio, con danni alle persone e all'ambiente anche al di fuori dello stabilimento.

9. Bibliografia

[1] Antonioni G., Bonvicini S., Spadoni G., Cozzani V., Development of a framework for the risk assessment of Na-Tech accidental events, *Reliability Engineering and System Safety*, 94, 1442-1450, 2009. DOI: 10.1016/j.ress.2009.02.026.

[2] European Union (2007). Directive 2007/60/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2007 on the assessment and management of flood risks. *Official Journal of the European Union L 288*, 6.11.2007, p. 27-34.

[3] Geri F. et al., (2016), Metodologie per la gestione di eventi Natech, VGR2016.

[4] Muratore A., Giannelli G., Nastasi V., Sferruzza G., Grillone G., Delle Site C. (2022). Flood risk identification and analysis for pressure equipment. *Proceedings of the 32nd European Safety and Reliability Conference*, Dublin, Ireland, 28 August - 1 September 2022, ESREL2022 Organizers, pp. 885-890. Published by Research Publishing, Singapore. ISBN: 978-981-18-5183-4, DOI: 10.3850/978-981-18-5183-4_R17-03-059-cd.

[5] Poljanšek K., Casajus Valles A., Marín Ferrer M., etc. (2019). Recommendations for National Risk Assessment for Disaster Risk Management in EU. Publications Office of

the European Union, Luxembourg, 2019. JRC 114650. ISBN 978-92-79-98366-5. ISSN 1831-9424. DOI:10.2760/084707.

[6] Poljanšek K., Marin Ferrer M., DeGroeve T., Clark I., (2017). Science for disaster risk management 2017: knowing better and losing less. EUR28034EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, JCR number: JCR102482. ISBN 978-92-79-60679-3. Doi: 10.2788/842809.

[7] Trigila A., Iadanza C., Lastoria B., Bussetini M., Barbano A. (2021) Dissesto idrogeologico in Italia: pericolosità e indicatori di rischio - Edizione 2021. ISPRA. Rapporti 356/2021.

[8] Zuffellato P., (2011) Definizione di un approccio semplificato per la valutazione del rischio natech determinato da alluvioni, Politecnico di Milano.

Approccio basato sull'entropia del segnale per la stima dei tempi di arrivo delle emissioni acustiche nel monitoraggio delle apparecchiature a pressione

D. Bogomolov^{1,2}, E. Burda³, S. Mariani², M. G. Gaeta², N. Testoni¹, C. Mennuti⁴, G. Augugliaro⁴, A. Marzani²

¹ Advanced Research Center on Electronic Systems (ARCES), Università di Bologna

² Dipartimento di Ingegneria Civile, Chimica, Ambientale e dei Materiali, DICAM, Università di Bologna

³ Omsk State Technical University, Russia

⁴ Inail - Dit

Abstract

Negli ultimi anni il metodo delle emissioni acustiche (EA) è stato utilizzato con successo per valutare l'integrità delle attrezzature a pressione e delle strutture civili. Per localizzare le sorgenti di EA attive, che generalmente indicano la presenza di danneggiamento, occorre stimare il tempo di arrivo (ToA) dei segnali ricevuti dai sensori dislocati sulla struttura. La presenza di rumore ambientale e operativo sui segnali, sempre presente negli impianti industriali, rende difficile la corretta stima del ToA. Il presente lavoro propone un approccio basato sul calcolo dell'entropia dei segnali per la riduzione dell'effetto del rumore sul calcolo della ToA. In particolare, il metodo proposto prevede il calcolo dell'entropia locale (istantanea) dei segnali ricevuti ai sensori, e la successiva stima del ToA tra due segnali in base al criterio di informazione di Akaike (AIC). Il metodo è validato sperimentalmente mediante prove su una condotta per il trasporto acqua in pressione a 5 bar con sorgenti EA simulate. In particolare, le EA sono state generate mediante la procedura di Hsu-Nielsen e successivamente contaminate aggiungendo rumore gaussiano di vari livelli. Il metodo di riduzione del rumore proposto ha migliorato significativamente l'accuratezza e la riproducibilità della localizzazione degli eventi EA per valori critici di segnale-rumore (da 12 dB a 1 dB). Nel complesso, il metodo proposto ha il potenziale per migliorare il rilevamento e la localizzazione dei danni attraverso l'elaborazione dei segnali EA in applicazioni industriali e civili.

Keywords: emissione acustica, filtraggio rumore, localizzazione, filtraggio entropia, processamento segnali.

1. Introduzione

La metodica delle emissioni acustiche (EA) è ampiamente utilizzata per valutare lo stato di integrità di infrastrutture e strutture civili e industriali. Uno dei principali

vantaggi dell'EA è la capacità di rilevare sorgenti attive di degrado, catturando passivamente la risposta acustica della struttura, come pure di stimarne la posizione. Nell'approccio diagnostico mediante le EA, il metodo prevede di svolgere misure aumentando deliberatamente il carico meccanico applicato alla struttura [1]. Questo consente generalmente un livello del segnale utile ben distinguibile dal rumore di fondo. Tuttavia, nel crescente panorama del monitoraggio di EA, che utilizza sistemi di misura installati in modo permanente per misurare in tempo reale e continuo le emissioni della struttura di interesse, sorgono nuove sfide tecniche. Tra queste, quella di rilevare segnali deboli in ambienti rumorosi, specialmente nelle prime fasi della crescita del difetto [2], e quella di inferire la localizzazione della sorgente EA a partire da detti segnali. La localizzazione, in particolare, richiede di rilevare con precisione l'inizio della parte informativa del segnale rispetto alla componente di rumore di fondo, il cosiddetto tempo di arrivo (ToA). I ToA stimati a differenti trasduttori vengono poi utilizzati per stimare la differenza di tempo di arrivo (TDoA) tra i segnali, che vengono comunemente utilizzati nei modelli di localizzazione [3].

Come discusso da Barat, et al. in [4], la natura del rumore di fondo dei segnali EA reali può essere diversa; gli autori hanno identificato tre principali gruppi di fonti di rumore negli scenari EA: i) picchi (impulsi brevi), rumore armonico, rumore ad alta frequenza e bassa frequenza causati da disturbi elettrici ed elettromagnetici; ii) rumore bianco stazionario dovuto al rumore del sistema EA (rumore dei componenti elettronici); iii) rumore non stazionario causato dal rumore di attrito, disturbi idrodinamici e cavitazione.

Insieme ai progressi tecnologici, sono state introdotte anche tecniche di filtraggio tempo-frequenza per la scelta del ToA in segnali rumorosi. Ad esempio, Zhange [5], Karamzadeh [6] e Gaci [7] hanno proposto vari approcci basati sulla trasformata wavelet per ottenere serie temporali ripulite dal rumore di fondo a diverse scale. Tuttavia, la complessità computazionale della trasformata wavelet, così come il fattore di rumore dei segnali EA descritto in precedenza, spingono i ricercatori a cercare nuovi modi efficaci di elaborazione dei segnali EA negli scenari di monitoraggio reale in quanto la componente di rumore può mascherare le EA generate da difetti attivi.

In un precedente lavoro [8] gli autori hanno proposto un metodo basato sull'entropia del segnale per ridurre il livello di rumore e comprovato con successo la sua applicabilità in condizioni di laboratorio su una lastra di alluminio. Il presente lavoro si concentra sulla sperimentazione dell'algoritmo su segnali rilevati in un tratto di condotta in un ambiente quasi industriale con rumore gaussiano aggiunto nella fase di post-elaborazione dei segnali registrati. Tra i vantaggi dell'approccio proposto sono una facile implementazione algoritmica e una minima potenza di calcolo, che lo rendono adatto a sistemi di monitoraggio in tempo reale. I risultati del presente lavoro sia numerici che sperimentali confermano l'importanza pratica dello studio.

2. Metodologia e contesto teorico

Ad oggi, sono stati proposti e presentati molti algoritmi automatici di stima del ToA. Tra i vari, il criterio di informazione di Akaike (AIC) è uno dei più usati [9] e può essere utilizzato anche per valutare le prestazioni delle tecniche di riduzione del rumore. In particolare, il AIC sarà utilizzato per stimare i ToA sia per i segnali rumorosi sia per gli stessi segnali una volta filtrati tramite l'approccio proposto.

È inoltre importante tenere conto del fatto che la stima del ToA può essere caratterizzata sia da errori sistematici che da errori non sistematici. Gli errori sistematici possono di solito essere compensati dal calcolo dei TDoA, poiché spesso si annullano quando si mettono a sistema le differenze. Al contrario, gli errori casuali non si annullano nel calcolo del TDoA e rendono la localizzazione della sorgente EA incerta, riducendo quindi l'affidabilità dell'ispezione mediante EA. Di conseguenza, per effettuare una valutazione più obiettiva dell'algoritmo proposto, questo lavoro si concentra sulla valutazione dell'errore di localizzazione anziché sull'errore di stima del ToA. In particolare, nel seguito di questo lavoro, la precisione della localizzazione è stimata sulla base della elaborazione di segnali di EA grezzi, registrati da tre sensori posizionati lungo una tubazione in pressione, generati mediante pencil break in posizioni note.

2.1 Teoria dell'entropia dell'informazione

Shannon ha proposto una misura dell'informatività media di una prova (l'imprevedibilità dei suoi risultati), tenendo conto delle probabilità dei singoli risultati [10]. Espressa in bit, questo valore è dato dalla formula:

$$H = - \sum_{i=1}^n P_i \log_2(P_i). \quad (1)$$

dove H è l'entropia dello schema di probabilità finito espressa in bit, n è il numero di campioni del segnale e P_i è la probabilità dell'esito i -esimo. L'algoritmo di riduzione del rumore proposto si basa sul concetto di entropia locale h_i [11], che secondo le conoscenze degli autori non è mai stato utilizzato negli studi dedicati al filtraggio dei segnali di EA. I valori h_i e H possono essere interpretati come valori di entropia istantanea e media del campione. La formulazione matematica di h_i fa uso di una distribuzione di probabilità empirica derivata direttamente dai campioni del segnale in esame:

$$h_i = -\log_2(P_{ie}) \quad (2)$$

dove h_i è l'entropia locale espressa in bit dell' i -esimo campione del segnale, e P_{ie} è la probabilità empirica di occorrenza dell' i -esimo campione nella serie di campioni che compongono il segnale. Per ottenere una stima dell'entropia locale h_i , i campioni di segnale devono essere rappresentati tramite un istogramma costituito su un opportuno numero m di intervalli di pari ampiezza. I valori delle probabilità empiriche

P_{ie} di occorrenza dei campioni sono determinati dalla legge di distribuzione empirica di un tale istogramma.

2.2. Calcolo dell'entropia dell'informazione

Per stimare il numero di intervalli m , vengono utilizzati alcuni metodi proposti in [12], tenendo in considerazione le seguenti condizioni:

1) poiché la legge della distribuzione dell'entropia istantanea per i segnali oggetto di studio è sconosciuta e la sua determinazione esula dallo scopo del problema in discussione, il numero di intervalli m deve soddisfare i requisiti fondamentali per la costruzione di tali distribuzioni, tenendo conto della possibilità di utilizzare sia intervalli di uguale lunghezza che intervalli di uguale probabilità;

2) solitamente il numero di intervalli è determinato in modo da smussare i valori anomali nei valori analizzati, a tal fine il numero di intervalli può essere ridotto. Nel caso in questione, sono gli outlier che hanno la maggiore entropia, quindi sono di notevole interesse. Pertanto, per determinare il numero di intervalli m è necessario selezionare un metodo ottimale per l'implementazione in forma algoritmica.

Infine, per semplificare l'algoritmo di analisi del segnale, è stato proposto di suddividere i segnali in intervalli m_{round} di uguale lunghezza includendo campioni ravvicinati. Al fine di preparare i dati per il partizionamento a intervalli viene utilizzato il metodo proposto da Crutchfield e Packard [13] che prevede di creare un array di campioni generati dal segnale di ingresso secondo la seguente regola:

$$c_i = c_0 + \text{int}(x_i/\Delta) \quad (3)$$

dove c_i è il valore approssimato del i -esimo campione nel segnale; c_0 è l'offset iniziale; x_i è il valore del i -esimo campione nel segnale; Δ è un parametro chiamato passo di quantizzazione; $\text{int}(\cdot)$ è l'operazione di arrotondamento di un numero, scartando la parte frazionaria.

Basandosi sull'idea del metodo Crutchfield--Packard e sull'incertezza della legge di distribuzione dell'entropia istantanea per i segnali EA studiati, nonché per semplificare l'algoritmo finale di elaborazione dei dati, gli autori hanno proposto [8] un metodo di campionamento dei segnali in intervalli arrotondandoli per includere campioni vicini in intervalli di uguale lunghezza:

$$c_i = \text{round}(x_i, d) = \text{sgn}(x_i) \text{floor}(\text{abs}(x_i)10^{-d} + 1/2)10^d \quad (4)$$

dove d è la cifra decimale a cui viene arrotondata la lettura i -esima, «sgn» - restituisce il segno di un numero reale, «floor» - fornisce il numero intero più vicino al basso, «abs» - il valore assoluto o il modulo.

Sulla base di un'analisi preliminare dei segnali EA, in questo studio la cifra decimale per i -esimo è stato impostato a $d = -1$ come parametro ottimale. Pertanto, i campioni del segnale EA c_i sono suddivisi in intervalli con passo di arrotondamento m_{round} .

2.3. Formulazione dell'algoritmo di denoising basato sull'entropia

I valori più alti dell'entropia dell'informazione saranno ottenuti per i segnali di EA meno frequenti. Tali letture riflettono in generale anomalie e cambiamenti nei processi oggetto di monitoraggio. Le letture dei segnali con i valori più bassi dell'entropia dell'informazione si riferiranno invece a fenomeni regolari e prevedibili. Ad esempio, saranno associati a segnali periodici generati nei sistemi di processo, così come a componenti di rumore che presentano caratteristiche di similitudine rispetto agli scenari oggetto di monitoraggio.

Sulla base di queste considerazioni, viene proposto un principio del filtraggio entropico, che consiste nell'azzerare tutte le letture di un segnale la cui entropia informativa è inferiore a una determinata soglia di filtraggio k . In questo modo, il rumore e le componenti periodiche, che hanno un basso valore informativo, vengono eliminati ed esclusi dal segnale. Per utilizzare il filtraggio entropico è necessario determinare il valore della soglia di filtraggio k . A tal fine, viene proposto un metodo di stima del valore della soglia di filtraggio k che prevede le seguenti operazioni:

- 1) calcolo dell'entropia dell'informazione h_i per i campioni del segnale;
- 2) filtraggio tramite il meccanismo illustrato in precedenza, con l'applicazione di una soglia k che varia dal valore minimo al valore massimo di h_i calcolata nella prima fase, e calcolo dell'informatività media dei campioni rimanenti;
- 3) determinazione del valore della soglia k utilizzata per il filtraggio dell'entropia del segnale in base al grafico dell'informatività media ottenuto.

Il calcolo dell'entropia informativa h_i dei campioni di segnali è stato eseguito secondo il metodo sopra indicato. Il calcolo dell'informatività media h_{av} presuppone l'azzeramento dei valori h_i inferiori alla soglia k e la determinazione del valore medio dell'entropia informativa dei rimanenti dopo il filtraggio dei campioni di un segnale. Dopo aver selezionato la soglia di filtraggio k mostrata sopra, viene eseguito il filtraggio entropico del segnale in esame.

3. Validazione sperimentale

Per verificare quantitativamente l'efficacia dell'algoritmo proposto, basato sull'analisi dell'entropia dei segnali EA, è stata progettata una sperimentazione ad-hoc presso il circuito idraulico dell'Università di Bologna. Il circuito, la cui foto è riportata nella Figura 1, è costituito da un serie di tubi in acciaio al carbonio zincato e poi verniciato, e consente di pressurizzare indipendentemente due serbatoi da 1000 litri per mezzo di un sistema di pompaggio. Può essere controllato sia direttamente dalla "sala di controllo" sia da remoto attraverso un apposito cruscotto sviluppato in Labview. La sezione di tubazione oggetto della sperimentazione, lunga 1,7 metri, con uno spessore di 5 mm e un diametro di 100 mm, è stata equipaggiata con una rete di tre sensori EA (S1, S2 e S3). In particolare, la rete consiste in un sistema di acquisizione delle EA miniaturizzato, in grado di acquisire, pre-elaborare e caratterizzare i segnali di EA in tempo reale ed in continuo da tre sensori piezoelettrici, prestandosi così alle operazioni di monitoraggio [14]. La risposta in frequenza del dispositivo offre un

comportamento stabile da 10 kHz a 600 kHz, con un'attenuazione massima di 3 dB. In questa applicazione sono stati utilizzati tre sensori piezoelettrici G10 forniti dall'Istituto Qing Cheng AE.

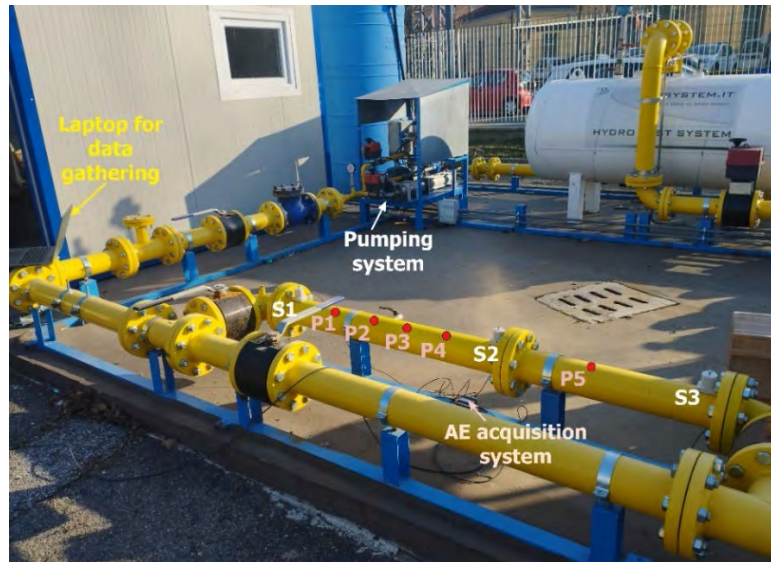


Figura 1. Foto del setup sperimentale, dove S1-S3 si riferiscono alla posizione dei tre sensori per EA, P1-P5 sono i cinque target del test ovvero le posizioni di generazione delle EA mediante Hsu-Nielsen test.

La sperimentazione verte sulla localizzazione delle sorgenti acustiche, caratterizzate da una frequenza predominante superiore ai 20 kHz, tipicamente associate a fenomeni di corrosione o di frattura del metallo. Al fine di riprodurre queste EA di tipo discontinuo, si è impiegato un approccio consolidato nel campo dell'emissione acustica: il test di Hsu-Nielsen, comunemente noto come "pencil lead break". Questa procedura implica la rottura di una mina di matita da 0,5 mm di diametro, posizionata a circa 3 mm dalla punta e inclinata a un angolo di 30° sulla superficie esterna della condotta. Tale operazione genera un impulso acustico intenso, analogo a una sorgente naturale di EA, che si propaga lungo la tubazione sotto forma di onde meccaniche e che i sensori sono in grado di rilevare. Nel corso dell'esperimento, si è fatto uso di una matita professionale fornita dalla Vallen Systeme GmbH, conforme alla norma ASTM E976. Le posizioni dei bersagli (ovvero le posizioni delle sorgenti Hsu-Nielsen) in relazione alla posizione dei sensori di EA dislocati sul tubo, come pure un'immagine del test Hsu-Nielsen, sono illustrati in Figura 2.

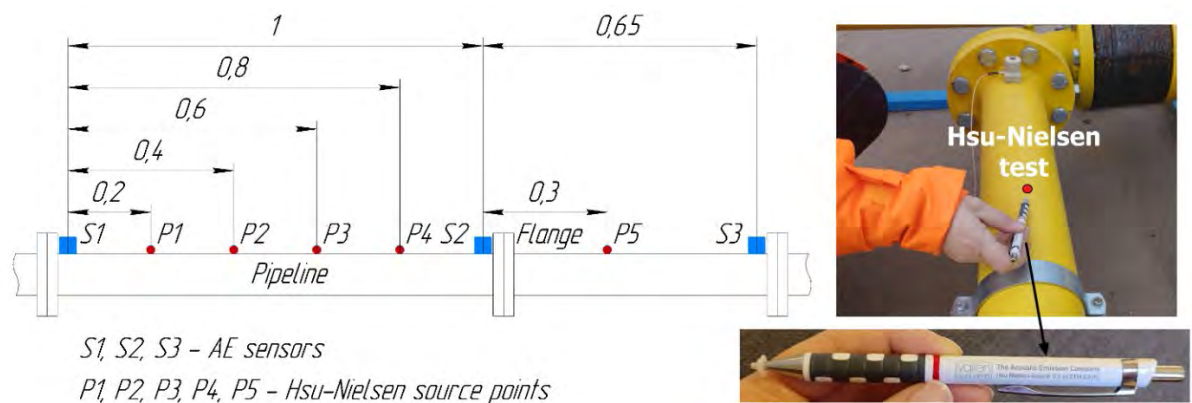


Figura 2. Layout delle posizioni della sorgente Hsu-Nielsen e dei sensori di EA sul tubo (a sinistra) e foto del test Hsu-Nielsen (a destra).

Come si può vedere dalla Figura 2, i target P1-P4 sono situati su una parte continua del tubo, dove i sensori EA S1 e S2 sono posizionati. Il target P5 si trova sulla seconda sezione del tubo, collegata alla prima da una flangia, dove è posizionato il sensore EA S3. Il sistema di pompaggio dell'acqua mostrato nella Figura 1 è stato utilizzato per pressurizzare il circuito a 5 bar. I segnali EA grezzi sono stati acquisiti dal sistema EA e poi memorizzati ed elaborati su un computer portatile utilizzando il software MATLAB. Per ciascun target, ovvero i punti P1-P5 rappresentati in Figura 2, gli esperimenti sono stati ripetuti dieci volte, con una finestra costante di 5000 campioni, un pre-trigger di 1500 campioni e una frequenza di campionamento pari a 2 MHz. Tutti e tre i canali EA del sistema di acquisizione erano sincronizzati nel tempo.

Per valutare l'efficacia del metodo di filtraggio proposto, per ogni segnale è stato stimato il ToA mediante l'Akaike Information Criterion (AIC) prima e dopo il filtraggio. Successivamente è stata stimata la differenza nei tempi di arrivo dei segnali ricevuti e, sulla base di queste informazioni, è stato utilizzato l'algoritmo di localizzazione monodimensionale di una sorgente EA vista la geometria del caso di interesse. Pertanto, nella localizzazione si presuppone che il segnale di un evento acustico causato da un potenziale guasto, come un processo di corrosione o una perdita di fluido, si propaghi in linea retta lungo l'asse della tubazione e si trascura l'effetto della propagazione in direzione radiale. Il posizionamento assiale viene eseguito stimando la differenza di ToAs (TDoAs) del segnale a due sensori e la velocità del segnale V , come descritto in dettaglio in [17]. Questo approccio non considera volutamente lo scenario multimodale e dispersivo di propagazione delle onde guidate al fine di limitare la complessità legata alla propagazione guidata con l'intento di fornire un approccio per la localizzazione di largo utilizzo.

4. Risultati e discussioni

4.1 Analisi della velocità

L'impianto sperimentale in questione lungo il tracciato del tubo presenta flange e curve che influenzano la propagazione delle onde meccaniche in termini di modo e

velocità, complicando la stima della posizione della sorgente. Di conseguenza, al fine di valutare la velocità di propagazione delle onde, si sono adottate le velocità in modo empirico. Dopo aver raccolto tutti i dati con i 3 sensori EA dispiegati sulla tratta del tubo, è stata stimata la velocità media mediana \bar{V} di propagazione delle onde. Poiché il problema della localizzazione può essere risolto matematicamente solo nella zona tra due sensori, la stima è stata eseguita per la coppia di sensori S1-S2 (target P1-P4) e S1-S3 (target P1-P5). Inoltre, la stima della velocità è stata eseguita separatamente per i segnali filtrati con entropia.

Di conseguenza, secondo la formula 5, per ciascuna misura è stata stimata la velocità V_i di propagazione delle onde:

$$V_i = \frac{L - 2 \cdot X_{P_j}}{\Delta t} \quad (5)$$

dove L è distanza tra due sensori, X_{P_j} è la distanza tra la sorgente e il sensore più vicino e Δt è la differenza di ToAs (TDoAs) tra due sensori in base all'algoritmo AIC.

Pertanto, le velocità calcolate in ambiente MATLAB (funzione mediana ([V])) sono riportate nella Tabella 1.

\bar{V}_{s1-s2} per i sensori S1-S2, m/s		\bar{V}_{s1-s3} per i sensori S1-S3, m/s	
Senza filtraggio	Filtraggio entropico	Senza filtraggio	Filtraggio entropico
6743	2636	3975	3539

Tabella 1. Stima delle velocità mediane

Come si può vedere dalla Tabella 1, le velocità prima e dopo il filtraggio differiscono in modo significativo per i sensori S1-S2. La velocità varia perché in assenza di filtraggio, l'AIC rileva la modalità delle onde più veloce, che viene filtrata durante il calcolo dell'entropia. Tuttavia, ciò rende il risultato più stabile e ripetibile rispetto al segnale non filtrato, poiché questa forma d'onda più veloce non appare in tutti gli esperimenti.

4.2 Analisi dell'efficienza del metodo di filtraggio entropico

La Figura 3 mostra un esempio del funzionamento dell'algoritmo di cancellazione del rumore proposto applicato ad un segnale con un rapporto segnale/rumore di 1 dB. In particolare, il grafico superiore della Fig. 3 illustra il segnale (curva blu) registrato dal sistema EA registrato a valle della rottura di una mina con metodo Hsu-Nielsen. Come si può osservare, l'insorgenza del segnale visibile è stata rilevata in modo automatico dal metodo AIC (stella rossa). Il grafico centrale illustra lo stesso segnale dopo l'aggiunta di rumore sintetico, mantenendo la differenza tra il rumore e il segnale utile a solo 1 dB. Si può notare che l'inizio del segnale rilevato con il metodo AIC è spostato nel tempo. La figura inferiore illustra il grafico dell'entropia locale dello stesso segnale. Come si può notare nell'ultimo grafico, l'entropia locale enfatizza la comparsa del segnale e consente quindi all'AIC di rilevare correttamente l'inizio del segnale.

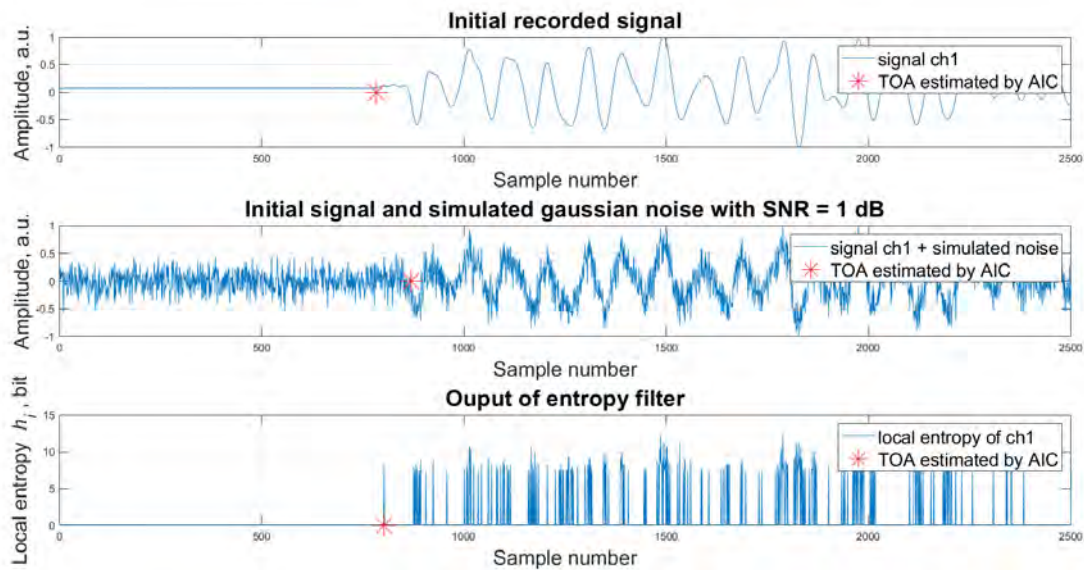


Figura 3. Soppressione del rumore mediante l'utilizzo del filtro entropico.

Partendo dall'analisi dei risultati ottenuti dalla coppia di sensori S1-S2, Figura 4 mostra l'errore medio nel calcolo della localizzazione delle sorgenti prima e dopo il filtraggio proposto, mentre Figura 5 mostra la varianza dell'errore. Entrambi i grafici si concentrano sui target P1-P4 situati tra i sensori S1 e S2.

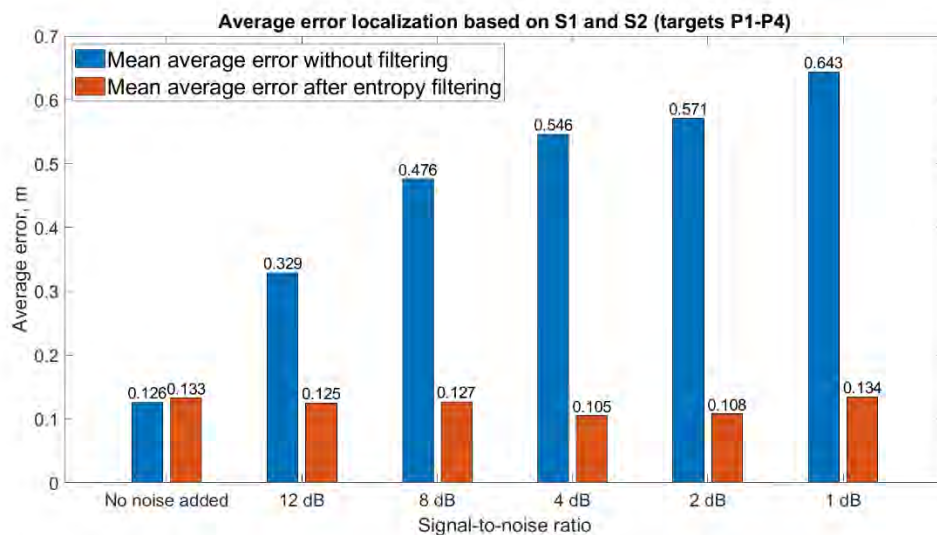


Figura 4. Grafico a barre dell'errore di localizzazione stimato per i sensori S1-S2.

Dalla Figura 4 si può osservare come l'errore di calcolo della localizzazione in assenza di filtraggio aumenti di un fattore 6 quando il rapporto segnale/rumore si riduce a 1 dB, mentre dopo il filtraggio l'errore rimane costante. La Figura 5 illustra anche la stabilizzazione della varianza dell'errore dopo l'applicazione della riduzione del rumore.

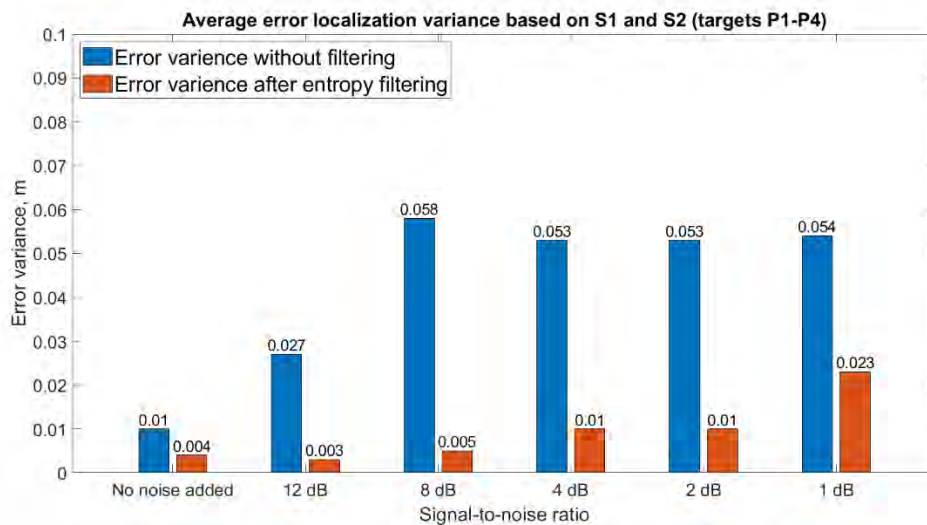


Figura 5. Grafico a barre della varianza stimata dell'errore di localizzazione per i sensori S1-S2.

Spostando l'attenzione sui risultati della coppia di sensori S1-S3, la Figura 6 mostra l'errore medio di calcolo della posizione prima e dopo il filtraggio proposto mentre la Figura 7 mostra la varianza dell'errore. Entrambi i grafici si concentrano sui target P1-P5 situati tra i sensori S1 e S3.

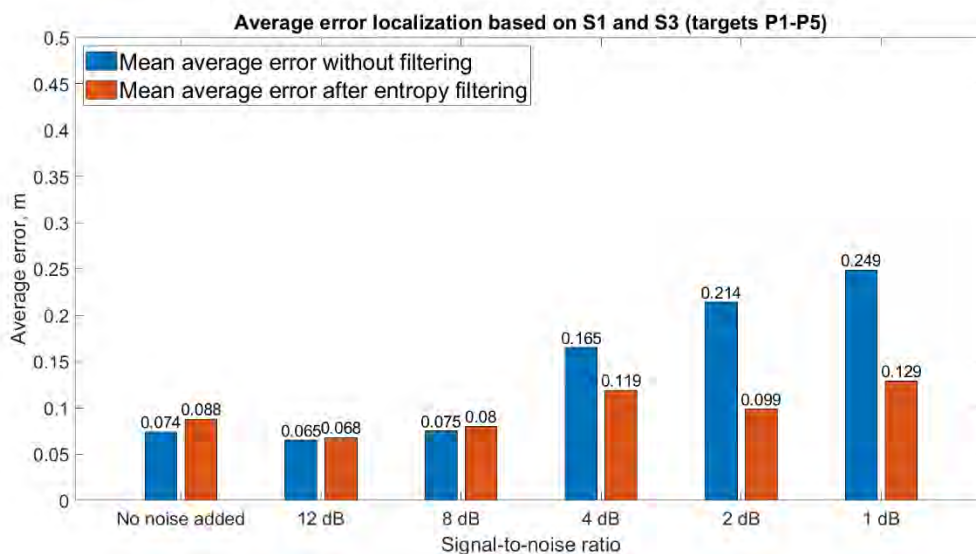


Figura 6. Grafico a barre dell'errore di localizzazione stimato per i sensori S1-S3.

Dalla Figura 6 si può osservare che la coppia di sensori S1-S3 è caratterizzata da un errore medio di localizzazione inferiore, dovuto alla maggiore ripetibilità del ToA rilevato, e a seguito di una stima più accurata della velocità di propagazione. Questo effetto potrebbe essere dovuto alla presenza di una flangia tra i sensori S1-S3, che funge da filtro meccanico per la propagazione di parte delle onde meccaniche. Tuttavia, anche in questo caso, possiamo osservare un aumento della precisione fino a 2 volte con un rapporto segnale/rumore estremamente basso. La Figura 7 illustra

inoltre come la varianza dell'errore aumenta con il rumore per un'analisi non filtrata e come viene ridotta a pochi millimetri dopo il filtraggio.

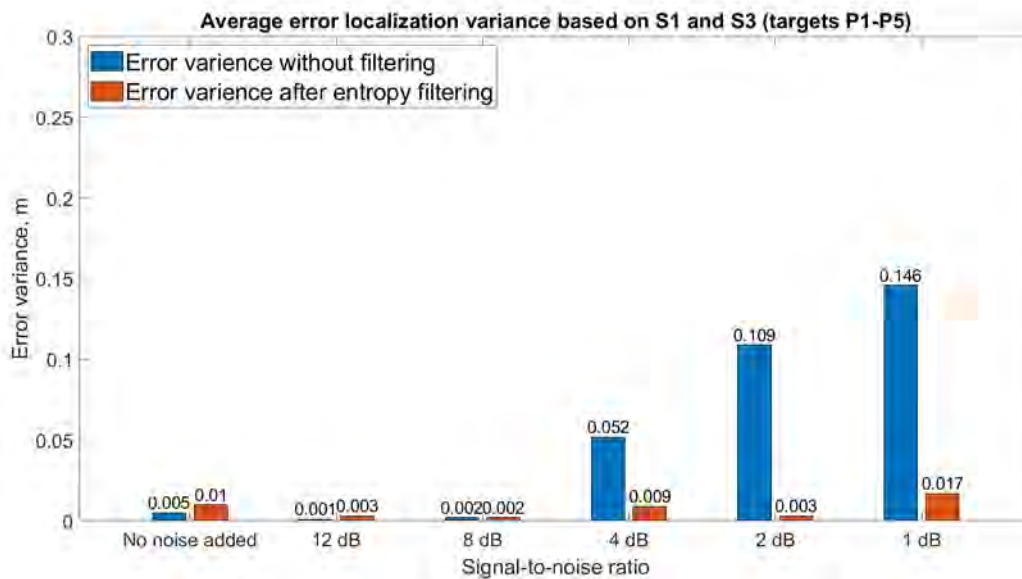


Figura 7. Grafico a barre della varianza stimata dell'errore di localizzazione per i sensori S1-S3.

5. Conclusioni

La necessità di trovare semplici soluzioni matematiche volte a filtrare i segnali con bassi valori SNR è un compito urgente nelle applicazioni di monitoraggio di EA. Questo lavoro presenta un algoritmo di soppressione del rumore per il monitoraggio degli eventi di emissione acustica (EA) in condizioni simili a quelle industriali. A seconda della configurazione dei sensori, i risultati ottenuti dall'applicazione dell'algoritmo proposto hanno dimostrato un aumento significativo della precisione nella determinazione della posizione della sorgente EA con incrementi che variano da 2 a 6 volte, soprattutto in condizioni critiche di rumore. Inoltre, l'utilizzo del filtro proposto ha contribuito ad aumentare la stabilità statistica della localizzazione Hsu-Nielsen attraverso ripetizioni multiple, come confermato dalla bassa varianza dell'errore medio. L'efficacia notevole dell'algoritmo, combinata con i costi computazionali ridotti, rende questa metodologia promettente per l'applicazione nei sistemi di monitoraggio dell'EA.

Bibliografia

- [1] Vallen, H. EA testing fundamentals, equipment, applications; Vol. 7, 2002; pp. 1–30.
- [2] Wirtz, S.F.; Söffker, D. Improved signal processing of acoustic emission for structural health monitoring using a data-driven approach. In proceedings of the 9th European Workshop on Structural Health Monitoring, Manchester, UK, 2018.

- [3] Jiang, Y.; Xu, F. Research on source location from acoustic emission tomography. In Proceedings of the 30th European Conference on Acoustic Emission Testing & 7th International Conference on Acoustic Emission, Granada, Spain, 2012.]
- [4] Barat, V.; Borodin, Y.; Kuzmin, A. Intelligent EA signal filtering methods. *Journal of Acoustic Emission* 2010, 28, 109–119.
- [5] Zhang, H.; Thurber, C.; Rowe, C. Automatic P-wave arrival detection and picking with multiscale wavelet analysis for single- component recordings. In Proceedings of the Bulletin of the Seismological Society of America, 2003, Vol. 93, pp. 1904–1912
- [6] Karamzadeh, N.; Javan Doloei, G.; Reza, A.M. Automatic Earthquake Signal Onset Picking Based on the Continuous Wavelet Transform. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing* 2013, 51, 2666–2674.
- [7] Gaci, S. The Use of Wavelet-Based Denoising Techniques to Enhance the First-Arrival Picking on Seismic Traces. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing* 2014, 52, 4558–456.
- [8] Bogomolov, D.; Burda, E.; Testoni, N.; Kudryavtseva, I.; De Marchi, L.; Naumenko, A.; Marzani, A. Entropy-Based Technique for Denoising of Acoustic Emission Signals. In Proceedings of the European Workshop on Structural Health Monitoring, Eds. Springer International Publishing, 2023, pp. 630–639.
- [9] Zhou, Z.; Cheng, R.; Rui, Y.; Zhou, J.; Wang, H. An Improved Automatic Picking Method for Arrival Time of Acoustic Emission Signals. *IEEE Access* 2019, 7, 75568–75576.
- [10] Shannon, C. A Mathematical Theory of Communication. *Bell System Technical Journal* 1948, 27, 379–423.
- [11] Martin, N.; England, J.; Baker, G. Mathematical Theory of Entropy. *Encyclopedia of Mathematics and Its Applications*; Vol. 12, 2013.
- [12] Novitskiy, P.; Zograf, I. Estimation of errors in measurement results; *Energoatomizdat*, 1991; p. 304.
- [13] Crutchfield, J.; Packard, N. Symbolic dynamics of noisy chaos. *Physica D: Nonlinear Phenomena* 1983, 7, Issues 1–3, 201–223.
- [14] Testoni, N.; De Marchi, L.; Marzani, A. A stamp size, 40mA, 5 grams sensor node for impact detection and location. In Proceedings of the European Workshop on SHM, 2016.
- [15] St-Onge, A. Akaike information criterion applied to detecting first arrival times on microseismic data. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2011*; Society of Exploration Geophysicists, 2011; pp. 1658–1662.

[16] Carotenuto, R.; Merenda, M.; Iero, D.; Della Corte, F.G. An indoor ultrasonic system for autonomous 3-D positioning. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 2018, 68, 2507–2518.

[17] Hongyu, L.; Lei, G.; Lu, Z.; Yajun, S. The Acoustic Emission Source Localization in the Pipeline Network with consideration of Radial Position of Defect. In *Proceedings of the Journal of Physics, International Conference on Advanced Technologies and Applications of Modern Industry (ATAMI 2021) 19-21 November 2021, Wuhan, China, 2021*, pp. 1904–1912.

La nuova UNI EN ISO 9712:2022 – Prove non distruttive – Cosa è cambiato?

M. Reggiani

CICPND-AIPnD

Abstract

La nuova UNI EN ISO 9712:2022 – Prove non distruttive – cambia in modo sostanziale le abitudini ormai consolidate nell'utilizzo della versione del 2012, puntando sulla valorizzazione della verifica dei requisiti e sul mantenimento delle competenze.

Questa memoria ha lo scopo di presentare per macro-argomenti le principali modifiche introdotte, senza però entrarne nel dettaglio specifico, per il quale consigliamo un'attenta analisi della norma.

Si tratta di una versione presentata da ISO nel dicembre 2021 e recepita da UNI ed EN nel primo semestre del 2022, avviando di conseguenza il periodo di transizione con l'ormai consolidata edizione del 2012. Già dal 2021, Il Gruppo di Lavoro 9712 CICPND ha effettuato diversi incontri al fine di analizzare ogni singolo dettaglio della norma, condividendoli al mercato in concomitanza del Webinar gratuito organizzato con il patrocinio di UNI e ACCREDIA lo scorso 18 Luglio ed al change board pianificato per integrare tali modifiche all'attuale Regolamento CICPND 60/A in fase di revisione.

Tra le principali modifiche introdotte nella nuova UNI EN ISO 9712:2022 – Prove non distruttive:

- Referee: Chi è e qual è il suo compito?
- Requisiti di addestramento
- Requisiti di esperienza
- Requisiti di idoneità visiva
- Contenuti degli esami (quiz-campioni per la prova pratica)
- Modalità di rinnovo
- Nuove tecniche e metodi di indagine

Keyword: Certificazione del personale, competenze, prove non distruttive.

1. La figura del Referee

L'introduzione di questa nuova figura viene applicata dalla norma nei casi in cui si rendesse necessario confermare l'esperienza industriale negli NDT per quei casi ove il datore di lavoro sia anche il candidato richiedente la certificazione (es. lavoratore autonomo).

Tale figura deve avere le seguenti caratteristiche:

a) certificato al livello 2 o 3 in qualsiasi metodo NDT;

oppure

b) personale non certificato che, approvato dall'ente di certificazione, possiede le conoscenze, le competenze, la formazione e l'esperienza necessarie per attestare l'esperienza industriale del candidato.

La figura del Referee si rende pertanto necessaria per evitare l'utilizzo di autodichiarazioni, difficilmente verificabili dall'Organismo di certificazione.

2. Formazione

Nel paragrafo della norma dove si parla di Formazione, sono stati introdotti i principali cambiamenti rispetto all'edizione precedente, richiamando diverse modalità di gestione dell'apprendimento e diverse durate.

Nello specifico è stata introdotta la possibilità di effettuare lezioni a distanza per la sola parte teorica, la quale secondo i requisiti della ISO/TS 25108 dovrebbe avere un peso del 50% della durata complessiva $\pm 10\%$.

Tra le modalità introdotte c'è anche l'autoapprendimento, senza alcuna definizione dei requisiti e/o delle modalità necessarie per documentare l'avvenuta esecuzione. Per questo punto, all'interno di un tavolo tecnico composto dagli ODC e ACCREDIA, è stata aperta una richiesta formale all'organo Europeo per avere maggiori delucidazioni sulle modalità di applicazione, in quanto si ritiene che tale requisito sia molto importante ed allo stesso tempo molto critico se applicato in modo non corretto.

Anche le durate complessive minime per i vari metodi di prova sono state revisionate, riportando come unità di misura i giorni (nell'edizione precedente erano in ore) ove si definisce che un giorno è composto di almeno 7h, inoltre anche la suddivisione tra le ore per il primo livello e per il livello 2 sono state modificate, potenziando le attività di formazione per i livelli 1.

Sono state aumentate le ore minime per il passaggio diretto al livello 2 per il metodo ad ultrasuoni e diminuite quelle relative al metodo radiografico.

3. Esperienza Industriale NDT

Anche i requisiti di esperienza industriale sono stati revisionati, richiedendo che almeno una parte di tale esperienza sia stata svolta prima dell'esame di certificazione e che la durata complessiva sia conforme ai nuovi requisiti espressi in giorni e non più in mesi come nell'edizione della norma precedente.

Per i livelli 3 è stata effettuata una suddivisione più specifica che comprende varie situazioni, in funzione al livello di istruzione e/o alla presenza di una qualifica di livello 2.

4. Requisiti di Visione

Nella verifica dei requisiti di visione sono rimaste invariate le modalità richieste per confermare la corretta visione del candidato (contrasto di colore e percezione visiva) ma sono stati introdotti alcuni importanti concetti relativi alla ripetizione del test, che per il contrasto di colore deve essere effettuato ogni 5 anni (e non più ogni anno). Inoltre sono stati introdotti maggiori dettagli sulle figure professionali che possono effettuare i test di acuità visiva, di cui, un medico, un infermiere, un oftalmologo, un optometrista autorizzato o altro professionista qualificato che è approvato da un personale di livello 3 che agisce per conto del datore di lavoro. Per quest'ultimo dettaglio si riporta anche al requisito della ISO 18490 dove anche un livello 3 potrebbe svolgere tale verifica se opportunamente qualificato.

5. Modalità di svolgimento degli esami

La struttura e la forma degli esami teorici e pratici non hanno avuto variazioni significative, se non per alcuni macro-dettagli che si riportano di seguito: tutti i quiz di carattere generale sono stati innalzati a 40 domande, mentre per i quiz specifici è stata mantenuta la regola precedente definita, relativa al numero del/i settore/i richiesti (20 quiz per un settore/prodotto, 30 quiz per due o più settori/prodotti).

Sono state introdotte alcune variazioni sulla modalità di valutazione degli esami pratici, riportando alcune tabelle che permettono di utilizzare una suddivisione ponderata del punteggio sulla base di alcuni contenuti specifici, ed infine è stato modificato il numero di campioni necessari per la prova pratica. Quest'ultimo si può considerare una variazione significativa soprattutto per i candidati che richiedono una certificazione che comprende svariati settori di prodotto/settori industriali.

Su questo aspetto ci sono ancora alcuni dubbi interpretativi, per i quali il gruppo di lavoro degli ODC capitanato da ACCREDIA ha analizzato ed espresso una richiesta formale all'organo Europeo per valutare in modo corretto ed univoco quanto riportato dalla norma.

6. Rinnovo

Questo paragrafo richiama una delle modifiche di principale importanza ed impatto sul mercato.

Nello specifico, per tutti i livelli il candidato, oltre a dover presentare i requisiti presenti anche nella precedente edizione della norma, di cui continuità lavorativa e idoneità visiva, deve:

a) completare con successo un esame pratico, strutturato con almeno il 50 % dei campioni d'esame effettuati e prescritti per la prima certificazione;

oppure

b) soddisfare con successo i requisiti del sistema di credito a punteggio.

In sostanza il candidato dovrà effettuare una parte di esame pratico, limitata ad uno o più campioni, oppure raccogliere e consegnare all'ODC una serie di evidenze che possono confermare il punteggio minimo richiesto (100 punti suddivisi nei 5 anni) sulla base di alcune tabelle che presentano punteggi per ogni tipologia di attività svolta. La modalità a punteggio è simile per concetto e per forma all'attuale modalità di ricertificazione utilizzata dai livelli 3.

7. Requisiti di formazione per le tecniche

Sono stati inseriti i requisiti per alcune tecniche particolari che precedentemente erano regolamentate in modo autonomo dai vari ODC, e nel dettaglio sono stati i seguenti aspetti:

- Migliore suddivisione dei requisiti per la tecnica LT
- Inserimento del Flusso disperso MT-FL come tecnica del controllo MT
- Inserimento delle tecniche TOFD e Phased Array come requisiti aggiuntivi al metodo UT
- Suddivisione delle tecniche radiografiche FILM e no FILM, per la tecnica classica (RT-F, RT-D) e per la lettura delle immagini (RT-ID, RT-IDE)
- Inserimento della Tomografia RT-CT

8. Conclusioni

La nuova norma richiama anche tante altre piccole modifiche che per praticità non sono state riportate nel presente articolo; pertanto, si consiglia di effettuare una valutazione ed un'analisi completa al fine di rilevare ogni variazione che possa modificare l'attuale processo di certificazione del personale che svolge controlli non distruttivi.

Alcune variazioni andranno ad impattare sulle procedure utilizzate dai vari Organismi di Certificazione e dai relativi Centri di esame; pertanto, sarà utile valutare l'approccio che utilizzerà ogni Ente, nella speranza che non vi siano variazioni significative sulle modalità applicate.

9. Considerazioni finali

Dal 1° Ottobre 2023, tali variazioni si renderanno cogenti su tutto il territorio Nazionale Italiano e porteranno nuovi approcci tendenti alla specificità delle certificazioni ed alla verticalizzazione delle competenze.

La gestione documentale e le evidenze da produrre in fase di esame e rinnovo con sistema a credito, potrebbero generare un surplus di materiale da visionare ed analizzare, per ogni singola pratica.

Si resterà in attesa di eventuali linee guida della EFNDT (Federazione Europea dei Controlli Non Distruttivi) al fine di uniformare maggiormente questo importantissimo settore nei paesi Europei e nel resto del Mondo.

10. Bibliografia

[1] Reggiani Michael. La nuova UNI EN ISO 9712:2022 – Prove non distruttive – Cosa è cambiato? AIPnD Luglio 2023

[2] UNI EN ISO 9712:2022 Qualificazione e Certificazione del personale che svolge controlli non distruttivi

Detezione di difetti artificiali in tubazioni in polietilene ad alta densità

G. Augugliaro¹, F. Brini¹, L. Bruzzo², C. Mennuti¹, P. Quaresima¹

¹ Inail - Dit, Centro Ricerche Monte Porzio Catone (RM)

² Inail - Uot di Livorno

Abstract

Il polietilene (PE) è un materiale formato dalla polimerizzazione dell'etilene (C₂H₄), un derivato del petrolio, e costituisce il 40% del volume totale della produzione mondiale delle materie plastiche. Il PoliEtilene ad Alta Densità (PEAD o HDPE dall'inglese *high-density polyethylene*), è anche detto polietilene lineare perché la sua struttura chimica, a differenza di quella del polietilene, non ha ramificazioni.

Per le loro caratteristiche di buona resistenza a trazione, pieghevolezza e possibilità di utilizzo nel campo di temperatura -40 ÷ +60°C, le tubazioni in polietilene ad alta densità hanno molteplici utilizzi, quali: acquedotti, gas, fognature, irrigazione, antincendio, termoidraulica, trasporto fluidi derivati da prodotti chimici e petrolchimici, fessurati per drenaggi e captazione biogas. Le tubazioni DCR+RC (*Dioxide Chlorine Resistant + Resistant to Crack*) hanno una resistenza maggiorata a disinfettanti a base di cloro e a carichi puntuali e incisioni, e rappresentano il più elevato standard qualitativo delle tubazioni classe PE100 oggi disponibili sul mercato. Il massimo valore standardizzato di pressione nominale è PN 25.

Il controllo non distruttivo in tubazioni di HDPE, con particolare riferimento alla saldatura, è un argomento rilevante per il settore ed è regolato dalle normative della serie UNI EN 13100 "Prove non distruttive di giunti saldati di prodotti semifiniti di materiale termoplastico", con normative specifiche su esame visivo (VT), controllo radiografico a raggi X (RT) e controllo per mezzo di ultrasuoni (UT).

Un problema significativo nel controllo mediante UT di prodotti in HDPE è il rilevamento di echi di difetti in presenza di rumore strutturale dovuto alla diffusione delle onde ultrasoniche e all'elevata attenuazione del segnale ultrasonico.

In questo lavoro sono stati effettuati dei controlli mediante ultrasuoni, utilizzando sonde piane, con la finalità di valutare la probabilità di detezione di difetti artificialmente prodotti in tubazioni DCR+RC con l'approccio "*hit/miss data*" attraverso la costruzione di curve di Probabilità di Detezione (POD, *Probability Of Detection*).

Keywords: HDPE, PEAD, controllo per ultrasuoni, controllo radiografico a raggi X, PoD.

1. Introduzione

Il controllo difettoscopico UT delle tubazioni in HDPE è a oggi utilizzato in particolar modo per la verifica delle saldature, ma può anche essere utilizzato per l'analisi dello stato di

conservazione e di efficienza della tubazione; in entrambi i casi si devono tenere in conto le complicazioni dovute all'attenuazione del materiale da attraversare e, nel caso della saldatura, alla geometria della saldatura stessa. In questo lavoro è presentato uno studio preliminare per proporre una metodologia di realizzazione di curve POD tramite simulazione di difetti artificiali. In particolare, è stato realizzato un blocco campione con difetti standard (fori laterali paralleli all'asse, in inglese SDH, *side drilled holes*) sul quale sono state effettuate delle prove UT sperimentali con sonda piana; i risultati delle prove sono stati utilizzati per validare le simulazioni effettuate con il software CIVANDE, tramite il quale è stato realizzato un modello in 3D del blocco campione con difetti tipo SDH per le calibrazioni del caso. Mediante il confronto con il blocco campione reale, sono stati poi modellati difetti lineari che simulassero indicazioni planari; infine sono state realizzate delle simulazioni di controllo UT variando il tipo e il numero dei difetti.

I risultati delle simulazioni, considerando un errore di misura per tener conto del fattore umano presente quando il controllo viene effettuato da differenti operatori, sono stati quindi utilizzati come input per creare le curve POD.

2. Realizzazione del blocco campione

La norma UNI 13100-3:2005 tratta il controllo con ultrasuoni di giunti saldati di prodotti semifiniti di materiale termoplastico e nel paragrafo 10.2 "*reference level*" indica, per le onde con incidenza normale, di utilizzare un foro laterale di 3 mm come riferimento per costruire la curva DAC. La ASME V articolo V "metodo ultrasonoro per i materiali", nella appendice X "Esame ultrasonoro del HDPE", nel paragrafo X.434 "Blocchi campione", specifica nel sottoparagrafo X.434.1.1 che il riflettore di riferimento deve essere un foro laterale di diametro 2 mm e nel sottoparagrafo X.434.3 "blocco campione per tubi" che devono essere realizzati almeno 3 fori, uno a $\frac{1}{4}$ dello spessore ($\frac{1}{4} T$) il secondo a metà dello spessore ($\frac{1}{2} T$) e l'ultimo a $\frac{3}{4} T$ (anche se poi specifica che per spessori minori di 19 mm è sufficiente un solo SDH a metà spessore).

Per questo lavoro è stato utilizzato un tubo in HDPE DCR+RC di diametro esterno 280 mm e spessore 14 mm. Il blocco campione è stato realizzato con una porzione di tubo di lunghezza 250 mm, tagliandolo a metà in direzione longitudinale per poter creare i SDH. Visto lo spessore del tubo utilizzato e la sensibilità attesa, è stato scelto di utilizzare i tre fori da 2 mm prescritti dalla ASME che permettono poi di "calibrare" la simulazione. Inoltre sono stati realizzati anche tutti gli altri riflettori di riferimento prescritti dalla normativa anche per sonde angolate, phased array e TOFD. In figura 1 si può vedere una foto del blocco campione (figura 1a) e uno schema dei riflettori (figura 1b, come riferimento è stata utilizzata la figura T-434.3-2 della ASME V "blocco di calibrazione alternativo per tubi"); infine in figura 1c) e 1d) si possono vedere degli ingrandimenti dei SDH a $\frac{1}{2} T$ e a $\frac{3}{4} T$.

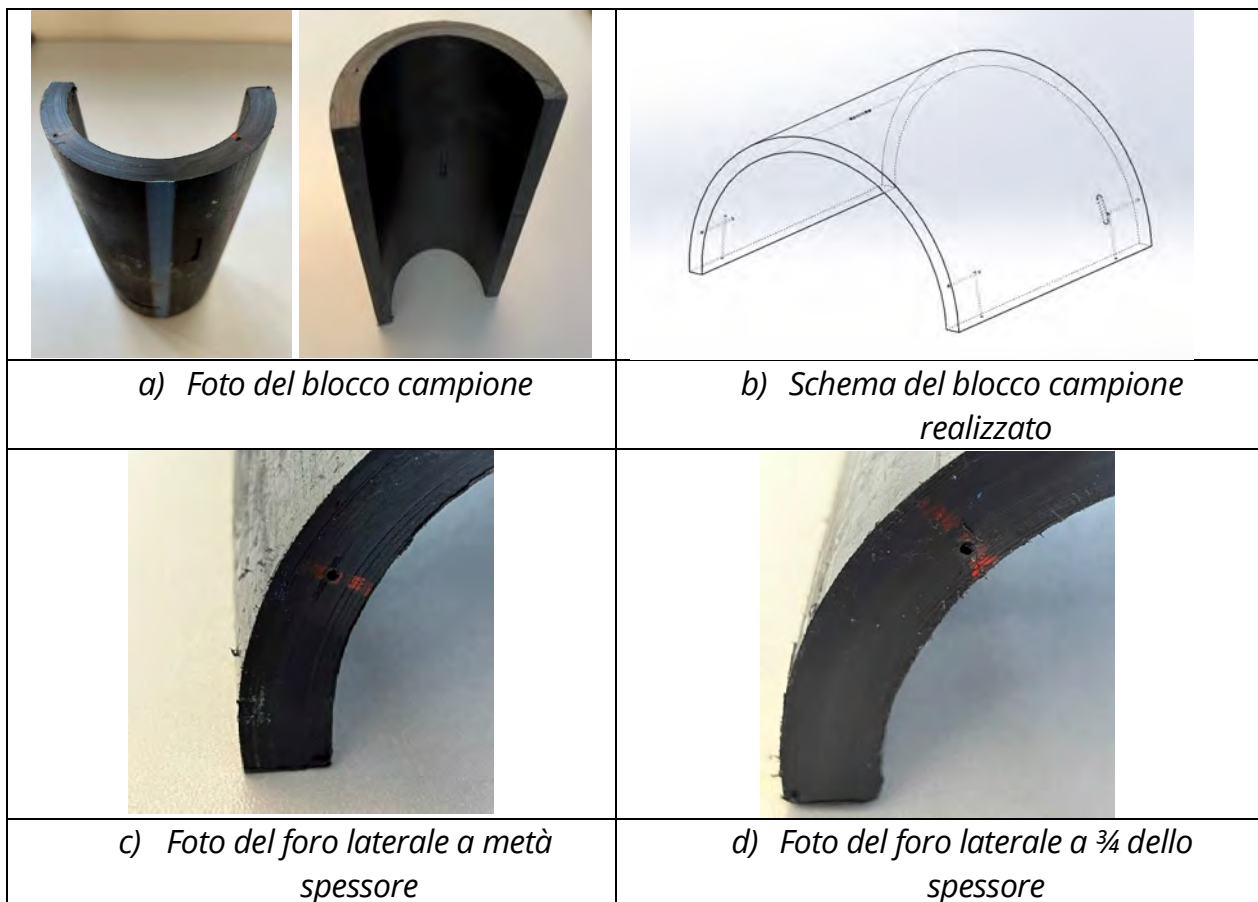


Figura 1. Blocco campione

3. Set-up sperimentale

Il trasduttore utilizzato per questo lavoro ha frequenza 2,25 MHz e diametro $\frac{1}{2}$ pollice; nella norma UNI EN 13100-3 viene indicato che per le ispezioni delle termoplastiche deve essere utilizzato un trasduttore con frequenza tra 1 MHz e 5 MHz. Nei controlli UT di tubazioni HDPE può essere utilizzata anche una frequenza di 0,5 MHz per superare l'alta attenuazione del materiale, soprattutto in grossi spessori, anche se questa frequenza non è tra quelle prescritte dalla normativa.

Per quanto riguarda l'utilizzo di uno zoccolo sotto la sonda, la ASME V articolo V al capitolo T-434 "blocchi di calibrazione", paragrafo T-434.2, prescrive l'utilizzo di uno zoccolo sagomato per diametri minori di 350 mm, mentre la UNI 13100-3 al paragrafo 7.3.5 considera una formula per comprendere quando utilizzare uno zoccolo sagomato o piano: il diametro del tubo deve essere maggiore o uguale a 15 volte la dimensione dello zoccolo in direzione dell'esame. Seguendo la UNI 13100-3 nel nostro caso, ovvero tubo di diametro 280 mm e sonda di 12.7 mm, la condizione è verificata, in quanto per soddisfare la formula non c'è bisogno di uno zoccolo sagomato se la dimensione dello zoccolo non supera i 18,66 mm.

Per scegliere il materiale con cui realizzare lo zoccolo, la UNI EN 13100-3 nel paragrafo 7.3.4 "wedge material" afferma che lo zoccolo può essere realizzato in PTFE, ovvero teflon.

Come strumento a ultrasuoni è stato utilizzato il Sonic 1200-S della Olympus.

4. Simulazione

Per la modellazione e la simulazione del controllo ultrasonoro del giunto saldato ci si è avvalsi del codice CIVANDE, prodotto multi-piattaforma validato per innumerevoli applicazioni pratiche della software house CEDRAT Group di Meylan (Francia).

L'operatore può impostare i vari parametri sia dell'oggetto da analizzare (geometria, materiali, ecc.) sia dell'esame (caratteristiche trasduttori, tecniche di esame, ecc.). La definizione della geometria del pezzo oggetto di studio può essere realizzata con l'apposito tool grafico oppure si può importare (seppur con delle limitazioni) una geometria creata in ambiente CAD. Una volta definita la geometria del pezzo da esaminare, si definiscono le caratteristiche del materiale, la posizione dei difetti che si vogliono indagare e la loro tipologia, scegliendo tra difetti planari o volumetrici. La fase successiva è quella della impostazione dei parametri relativi al trasduttore (tipo, dimensioni, frequenza, ecc.) ed infine il setup del controllo da simulare (caratteristiche accoppiante, velocità onde acustiche nel materiale, step di scansione, incrementi, ecc.).

Nel caso specifico il set di discontinuità iniziale è costituito da SDH di dimensioni variabili da 0,1 a 2 mm di lunghezza con un incremento di 0,1 mm e in aggiunta il diametro di 0,45 per infittire la curva in un punto importante per la curva POD per il foro a $\frac{1}{4} T$; I fori sono stati simulati ad una profondità di $\frac{1}{4} T$, $\frac{1}{2} T$ e $\frac{3}{4} T$, per un totale di 63 discontinuità.

Per ogni indicazione è stato simulato il segnale UT come evidenziato in figura 2.

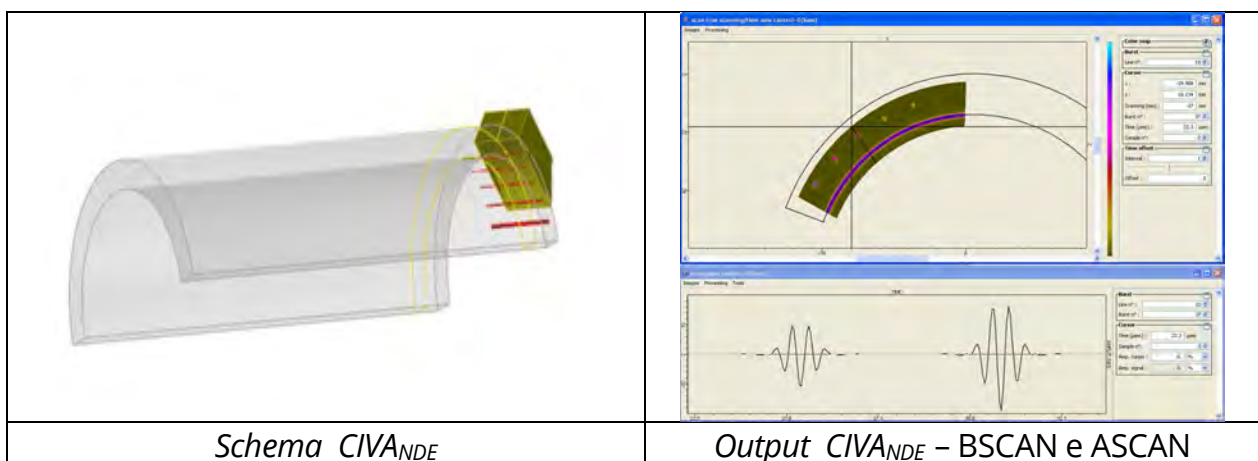


Figura 2. Esempio di simulazione di 5 SDH a metà dello spessore

Dopo aver validato il modello di simulazione tramite i SDH, sono stati simulati, sempre nel software CIVANDE difetti rettangolari monodimensionali, in direzione circonferenziale, come rappresentati in figura 3.

Dette indicazioni planari hanno una larghezza di 2 mm e una lunghezza variabile da 1 a 15 mm, con incremento di 1 mm, e sono state simulate a metà dello spessore e a $\frac{3}{4}$ dello spessore, per comprendere come varia la probabilità di detezione con la profondità dell'indicazione stessa.

Per ogni indicazione è stato simulato il segnale UT come evidenziato in figura 3.

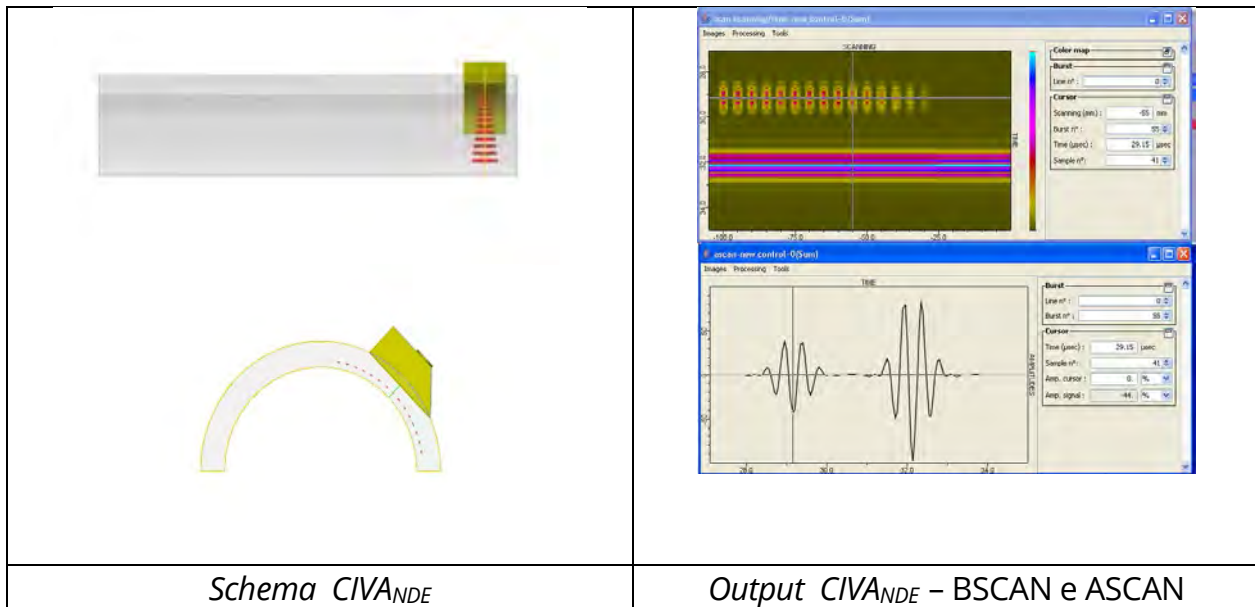


Figura 3. Esempio di simulazione di indicazioni planari a $\frac{3}{4}$ dello spessore

5. Curve POD

Poiché la costruzione delle curve POD è basata su analisi di tipo probabilistico, è di fondamentale importanza avere a disposizione i risultati di un numero elevato di controlli per la stessa discontinuità. Dal punto di vista pratico è molto dispendioso (in termini di risorse umane e di tempo) realizzare un data-set che abbia una sufficiente "massa critica". Il codice CIVANDE, simulando l'effettuazione del controllo UT, permette di superare agevolmente questi ostacoli di carattere pratico. Questo approccio tramite simulazioni numeriche basate su modelli fisici per la determinazione delle curve POD si chiama approccio MAPOD, "Model-Assisted Probability of Detection" [1-2].

I primi studi sulla *Non Destructive Evaluation* (NDE) e sull'utilizzo delle curve POD per la valutazione dell'affidabilità di un sistema *Non Destructive Testing* (NDT) sono stati condotti nell'industria aerospaziale negli anni Sessanta. Molto spesso le curve POD vengono utilizzate per studiare l'affidabilità di un sistema che, nelle sue caratteristiche intrinseche (metodo, tecnica, scopo, efficacia, operatore, ecc.) presenta sensibili scostamenti dalle condizioni imposte nella costruzione delle curve stesse. Per esempio, una curva POD costruita per un determinato spessore di un dato materiale viene utilizzata anche per tutta una gamma di spessori; oppure, una curva POD costruita per una tubazione viene utilizzata anche per le lamiere; o ancora, una curva POD costruita per un particolare tipo di giunto saldato viene utilizzata per giunti saldati realizzati con tecniche o modalità differenti. Ciò premesso le curve POD sono senz'altro un valido strumento di supporto per lo studio dell'affidabilità di un sistema NDT, è importante tuttavia conoscerne i vantaggi e limitazioni che le caratterizzano.

Esistono sostanzialmente due metodologie di analisi probabilistica per generare le curve POD. Un primo metodo chiamato *hit/miss data* è basato esclusivamente sul rilevamento

o meno della discontinuità, mentre il secondo metodo denominato *à data* si basa sull'analisi della risposta del segnale della discontinuità [3]. L'analisi *hit/miss data* è appropriata quando si vuole studiare l'affidabilità di quelle tecniche NDT che non forniscono molte informazioni sulle discontinuità rilevate, come per esempio i liquidi penetranti (PT) o le particelle magnetiche (MT). L'analisi di tipo *à data*, al contrario è indicata per lo studio di quelle tecniche NDT che, in termini di segnale, alla rilevazione delle discontinuità associano molte informazioni (per esempio tensione di picco, ampiezza, ecc.) come avviene in tecniche quali le correnti indotte (ET), gli ultrasuoni (UT), l'emissione acustica (AT).

In questo lavoro, pur trattando di controlli basati sul metodo UT, si è fatto riferimento all'analisi *hit/miss data*, e quindi a prescindere dall'informazione contenuta nel segnale, sostanzialmente per due ragioni fondamentali:

- l'obiettivo del lavoro è verificare se l'indicazione viene rilevata prescindendo dal segnale; vengono quindi registrate informazioni binarie dal sistema di ispezione, indicando se si è individuato o meno un difetto presente nel campione: i dati che si trovano al di sopra di una determinata soglia sono dichiarati *hit* (1), mentre gli altri sono dichiarati *miss* (0). In questo caso un'analisi fondata sulla risposta del segnale accrescerebbe le difficoltà interpretative senza apportare miglioramenti significativi in termini di valutazione dell'affidabilità;
- una delle maggiori complicazioni nel caso di *hit/miss data* è dovuta al fatto che i dati contengono meno informazioni (relative alla correlazione tra dimensione della cricca e la potenza del segnale o "facilità di rilevamento") e quindi sono necessari più campioni per una determinazione affidabile del POD (almeno 60 per ogni indicazione) [4]. Avendo a disposizione un approccio MAPOD questo è un problema facilmente risolvibile.

Nell'approccio *hit/miss data*, vale la correlazione [5, 6]:

$$PoD(a) = \left\{ 1 + e^{-\left[\frac{\pi}{\sqrt{3}} \left(\frac{\ln(a) - \mu}{\sigma} \right) \right]} \right\}^{-1} \quad (3)$$

Dove:

$$\mu = \ln(a)_{50}$$

Con $(a)_{50}$ che rappresenta la discontinuità rilevata il 50% delle volte.

Il parametro σ è un parametro di scala che determina la planarità della funzione POD [7]. Per la stima dei parametri μ e σ si ricorre alla massimizzazione della *likelihood function*. Assumendo di aver eseguito k ispezioni per ogni n difetti, la *likelihood function* si esprime come:

$$L(\mu, \sigma) = \prod_{i=1}^n \prod_{j=1}^k [p_i^{Z_{ij}} * (1 - p_i)^{1-Z_{ij}}] \quad (5)$$

Laddove Z_{ij} è il risultato della i -esima ispezione, 1 oppure 0, dell' i -esimo difetto rilevato o non rilevato rispettivamente, la Probabilità di Detezione della discontinuità (a) è:

$$p_i = \frac{h(a)}{1 + h(a)} \quad (6)$$

dove

$$h(a) = \exp\left[\frac{\pi}{\sqrt{3}}\left(\frac{\ln(a_i) - \mu}{\sigma}\right)\right] \quad (7)$$

L'equazione (5) si può esprimere anche come:

$$\ln L(\mu, \sigma) = \sum_i \sum_j [Z_{ij} \ln(p_i) + (1 - Z_{ij}) \ln(1 - p_i)] \quad (8)$$

dalla quale, derivando rispetto a μ e σ e massimizzando, si ottengono i valori degli stessi parametri.

I dati di partenza per la costruzione della curva POD sono i valori simulati con le modalità specificate nel paragrafo precedente.

Per ogni misura simulata è stato valutato l'errore dovuto all'operatore generando un numero casuale tra zero e il 20% della misura e sottraendo l'errore così generato alla misura stessa. Per ogni valore di "a" (diametro del foro) sono state simulate 60 misure differenti. Sono state quindi simulate 1260 scansioni per ogni curva POD, in totale 3780 scansioni.

Per quanto riguarda i *SDH*, simulati a $\frac{1}{4} T$, $\frac{1}{2} T$ e $\frac{3}{4} T$, utilizzando le formule sopra richiamate, si è pervenuti alla costruzione delle curve POD riportate in figura 4. Si ricorda che affinché le curve POD siano attendibili si richiede che il limite inferiore dell'intervallo di confidenza sia pari al 95%; mentre la discontinuità significativa è quella che corrisponde al 90% di Probabilità di Detezione ($(a)_{90}$).

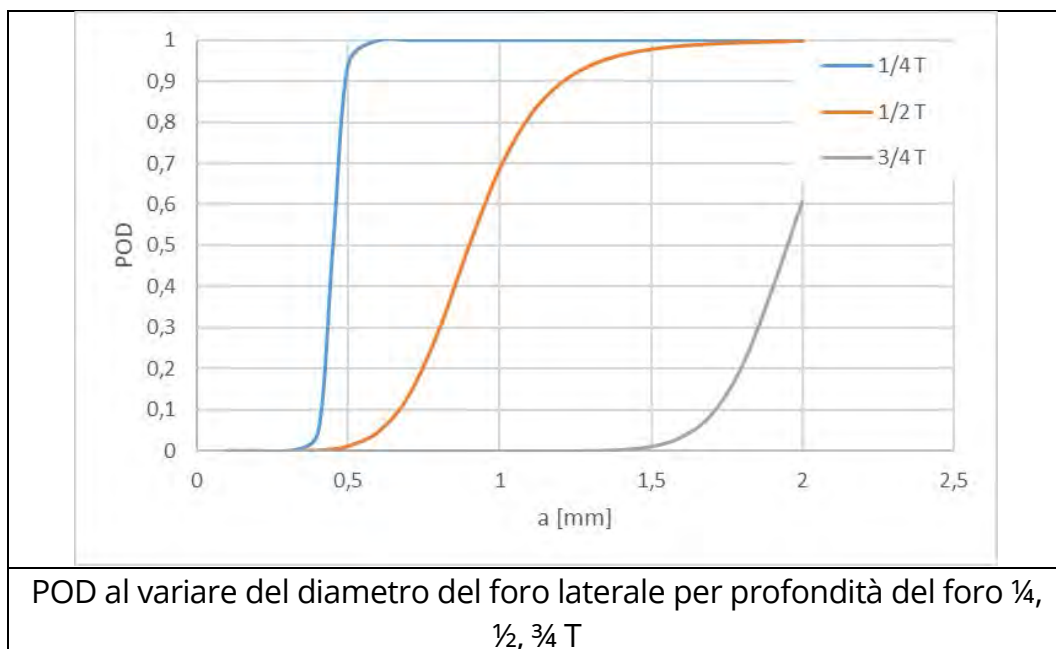


Figura 4. Curve POD per SDH

Dall'analisi della curva POD ottenuta per i *SDH* si può dedurre che:

- per i fori a $\frac{1}{4}$ T, quindi vicini alla superficie di scansione, si raggiunge il 90% della POD quando il foro è di 0,5 mm di diametro e la curva scende molto ripida verso valori più bassi;
- per i fori a $\frac{1}{2}$ T si raggiunge il 90% della POD quando il foro è di 1,2 mm;
- per i fori a $\frac{3}{4}$ T non si raggiunge il 90% della POD per diametri fino a 2 mm di diametro (si raggiungerebbe a 2,2 mm);

Per quanto riguarda le indicazioni planari, simulate a metà dello spessore e a $\frac{3}{4}$ dello spessore, per verificare la variazione della probabilità di detezione con la profondità dell'indicazione stessa, si è considerato un errore di misura come con i *SDH*; per ogni valore di "a" (lunghezza indicazione) e sono state simulate 60 misure differenti per ogni valore della indicazione. Sono state quindi simulate 900 scansioni per ogni curva POD, per un totale di 1800 scansioni.

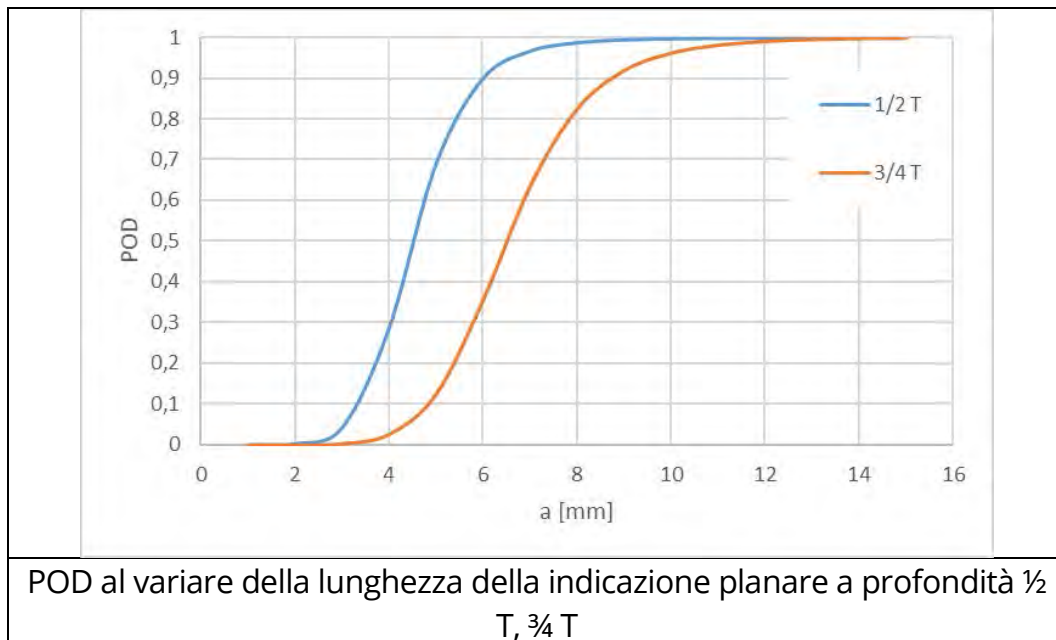


Figura 5. Curve POD per indicazioni planari

Dall'analisi delle curve POD ottenute per questa tipologia di indicazione, riportate in figura 5, si può dedurre che:

- per le indicazioni planari posizionate a metà dello spessore si raggiunge il 90% della POD quando la dimensione caratteristica "a", ovvero la sua lunghezza, è di 6 mm di diametro;
- per i fori a $\frac{3}{4}$ T si raggiunge il 90% della POD quando "a" è di 9 mm, e la curva è meno ripida della precedente.

6. Conclusioni

In questo lavoro è stato presentato uno studio preliminare di una metodologia di realizzazione di curve POD tramite simulazione di difetti artificiali in tubazioni di polietilene ad alta densità. In particolare, è stato realizzato un blocco campione con difetti

standard sul quale sono state effettuate delle prove sperimentali con sonda piana i cui risultati sono stati quindi utilizzati per validare le simulazioni effettuate con il software CIVANDE. Le simulazioni effettuate hanno permesso la costruzione delle curve POD e quindi la valutazione della Probabilità di Detezione delle discontinuità al variare della loro morfologia e dimensione. La MAPOD ottenuta permette di calcolare la probabilità di detezone delle indicazioni presenti nella tubazione oggetto di studio (SDH e indicazioni planari). Il codice di modellazione utilizzato si è mostrato attendibile nella descrizione qualitativa delle discontinuità indagate con il metodo ultrasonoro. Pertanto, le curve POD ottenute assolvono egregiamente il compito di stabilire, in via preliminare, l'efficacia di una tecnica di controllo basata sul metodo UT di tubazioni in PEAD. Ciò evidentemente a tutto vantaggio dei tempi di messa a punto di procedure e specifiche tecniche di controllo.

7. Bibliografia

[1] <https://static.cnde.iastate.edu/mapod/Reference%20Documents.htm>

[2] J.S. Knopp, J.C. Aldrin, E. Lindgren, C. Annis, "Investigation of a model-assisted approach to probability of detection evaluation", AFRL-ML-WP-TP-2006-494 Report, AIR FORCE RESEARCH LABORATORY, 2006.

[3] "Comparison of â Versus a and Hit/Miss POD-Estimation Methods: A European Viewpoint", Iikka Virkkunen, Tuomas Koskinen, Suvi Papula, Teemu Sarikka, Hannu Hänninen, Journal of Nondestructive Evaluation (2019) 38:89

[4] MIL-HDBK-1823A – Nondestructive evaluation system reliability assessment, US Dept of Defense, 2009.

[5] C. De Petris, C. Mennuti, "L'affidabilità dei sistemi NDE: problematiche ed esempi applicativi". Giornata di studio Fitness for service (FFS), "Valutazione d'idoneità al servizio di componenti eserciti" Centro CESI - Milano 2022

[6] C. Mennuti, G. Augugliaro, C. De Petris, F. Brini, P. Quaresima, "Approccio alla modellazione del controllo dei giunti saldati a sovrapposizione con tecnica basata sul metodo ad ultrasuoni". XIII Conferenza Nazionale AIPND – Roma 2009.

[7] Evaluation of POD Curves Based on Simulation Results, F. Jenson, E. Iakovleva and C. Reboud, CEA, France, 2009, <https://www.ndt.net/article/jrc-nde2009/papers/27.pdf>

Tecnologia a raggi cosmici per la ricerca perdite di idrocarburi da condotte interrate

L. Ricciardi¹, R. Marchetto², E. Schiesaro²

¹Inail – Dit

²Neptune S.r.l.

Abstract

I raggi cosmici provenienti dallo spazio vengono già efficacemente utilizzati per la ricerca di perdite idriche dalle condotte interrate, in quanto risultano in grado di interagire con l'idrogeno contenuto nella molecola d'acqua. Attualmente è in atto la sperimentazione della stessa tecnologia per la ricerca di perdite di tutti i tipi di idrocarburi. La tecnologia sfrutta la caratteristica dei raggi cosmici di venire assorbiti dall'idrogeno presente nella molecola di idrocarburo rilasciata nel terreno. Il rilevamento tempestivo e puntuale della perdita consente di procedere rapidamente con gli interventi di riparazione o di sostituzione della parte di condotta danneggiata, evitando così possibili incidenti e inquinamenti ambientali, oltreché danni economici. Il metodo di ricerca utilizza un apposito dispositivo rivelatore delle perdite che conta i raggi cosmici in una certa banda energetica. Tale dispositivo può essere installato su qualsiasi mezzo mobile, terrestre o aereo (drone), consentendo così di ispezionare, in tempi brevi, ampie porzioni di territorio e quindi migliaia di tubazioni e condotte. La metodologia proposta è in grado, una volta elaborati i dati acquisiti, di localizzare la perdita e restituire una mappa digitale georeferenziata che indichi i cosiddetti *Point Of Interest* (POI), cioè i punti in cui si sospetta una perdita. Il presente lavoro intende illustrare le potenzialità della tecnologia proposta, mettendole a confronto con quelle delle tecniche più comunemente utilizzate per l'identificazione delle perdite di idrocarburi.

Keywords: tubazioni, ricerca perdite, raggi cosmici.

1. Introduzione

Le reti di condutture per il trasporto degli idrocarburi, costituite prevalentemente da oleodotti e gasdotti, collocati sopra o sottoterra, sono costruite da tratti di diversa lunghezza, lineari o ramificati, che attraversano i suoli terrestri per centinaia di migliaia di chilometri. Le perdite di idrocarburi liquidi o gassosi (fughe di gas) da una rete di distribuzione, soprattutto lungo percorsi non presidiati o non ispezionabili, possono provocare incendi, esplosioni e inquinamento ambientale, con danni a persone e cose. Tali perdite, oltre a determinare seri problemi per la sicurezza della collettività e per la stabilità di strutture e impianti adiacenti alle tubazioni

danneggiate, comportano un danno economico, sia per la perdita di prodotto, sia per le conseguenti operazioni di bonifica e di ripristino della condotta stessa. Una perdita di idrocarburi può avere diverse cause, come ad esempio un foro in una tubazione, un danno alla camera di decompressione, la rottura di un giunto di connessione tra tubazioni, un evento doloso. Le verifiche dell'integrità della rete di distribuzione risultano fondamentali, non solo per la prevenzione, ma anche per la mitigazione del rischio e la limitazione della magnitudo del danno. Per garantire la sicurezza di tali strutture è importante mantenerle in ottimo stato di conservazione tramite manutenzioni periodiche. Tuttavia, anche con manutenzioni correttamente programmate ed eseguite, l'eventualità di una perdita non è comunque scongiurata, in quanto possono verificarsi eventi accidentali, sottrazioni dolose, cedimenti del terreno. Anche piccole fuoriuscite di fluido possono condurre a scenari incidentali importanti, quali incendi ed esplosioni, o a dispersioni nel terreno che, nel tempo, diventano notevoli; tale dispersione può comportare anche la diffusione dell'idrocarburo fino alla falda. Pertanto, il tempestivo rilevamento delle perdite può consentire immediate azioni di risoluzione del guasto, limitando i quantitativi rilasciati e le possibili conseguenze. Le piccole perdite di idrocarburo risultano, però, più difficili da rilevare, poiché non comportano smottamento del terreno, cadute di pressione della rete o formazione di pozze di liquido. La memoria proposta illustra una metodica, derivante da una tecnologia ad uso spaziale e già utilizzata per la ricerca di perdite idriche, che permette di rilevare tempestivamente perdite di idrocarburi da condotte.

2. Principio di funzionamento della tecnologia

La tecnologia proposta consente di individuare le perdite dalle reti per trasporto e/o la distribuzione e/o il convogliamento di idrocarburi liquidi e gassosi sulla base di misure di radiazione cosmica secondaria.

I raggi cosmici sono particelle e nuclei atomici ad alta energia che, muovendosi quasi alla velocità della luce, colpiscono la Terra da ogni direzione. Contrariamente ai fotoni, che si propagano in linea retta, i raggi cosmici, essendo particelle cariche, vengono deviati nella loro traiettoria dai campi magnetici presenti nello spazio e finiscono per descrivere un moto caotico. La maggior parte dei raggi cosmici che arriva sulla Terra è un prodotto secondario di sciame formati nell'atmosfera dai raggi cosmici primari, con interazioni che tipicamente producono una cascata di particelle secondarie, a partire da una singola particella energetica. I raggi cosmici che entrano nell'atmosfera collidono con i nuclei di particelle di cui essa è composta. In queste collisioni vengono prodotte un gran numero di particelle che, a loro volta, interagiscono e decadono creandone altre. Molte di esse arrivano fino alla superficie terrestre; queste costituiscono i raggi cosmici secondari. Si tratta di particelle non dannose, poiché filtrate dalla nostra atmosfera, che ne riduce l'energia. Le particelle che compongono i raggi cosmici secondari sono di vario tipo e, tra queste, ci sono i neutroni, I neutroni hanno il compito di tenere unite le particelle cariche

elettricamente (protoni) all'interno dell'atomo. I neutroni, che arrivano a grande velocità sulla Terra, penetrano in profondità nel terreno, passando tra un atomo e l'altro. Alcuni di questi neutroni centrano il nucleo di un atomo; se questo nucleo è quello di un atomo pesante, rimbalzano indietro, se, viceversa, colpiscono un nucleo di idrogeno, molto leggero, vengono assorbiti. I neutroni, dunque, neutralizzano gli ioni idrogeno delle sostanze le cui molecole contengono idrogeno, come l'acqua o gli idrocarburi. Questi ultimi, infatti, sono composti organici formati prevalentemente da atomi di idrogeno e atomi di carbonio. Le interazioni tra l'idrogeno e le particelle della radiazione cosmica secondaria avvengono sia quando l'idrogeno si trova sulla superficie del terreno, sia quando è al di sotto di essa. Il numero di neutroni complessivamente misurati in una certa porzione di terreno risulta, quindi, inversamente proporzionale alla quantità di idrogeno neutralizzata dalle molecole di acqua o di idrocarburo in esso contenute; dove è presente una perdita, il numero di neutroni si riduce progressivamente finché non è assorbito da tutto l'idrogeno presente nella massa fluida.

La Figura 1 illustra schematicamente un esempio di principio di funzionamento utilizzabile per stimare il contenuto di idrogeno nel terreno sulla base di misure di radiazione cosmica secondaria.

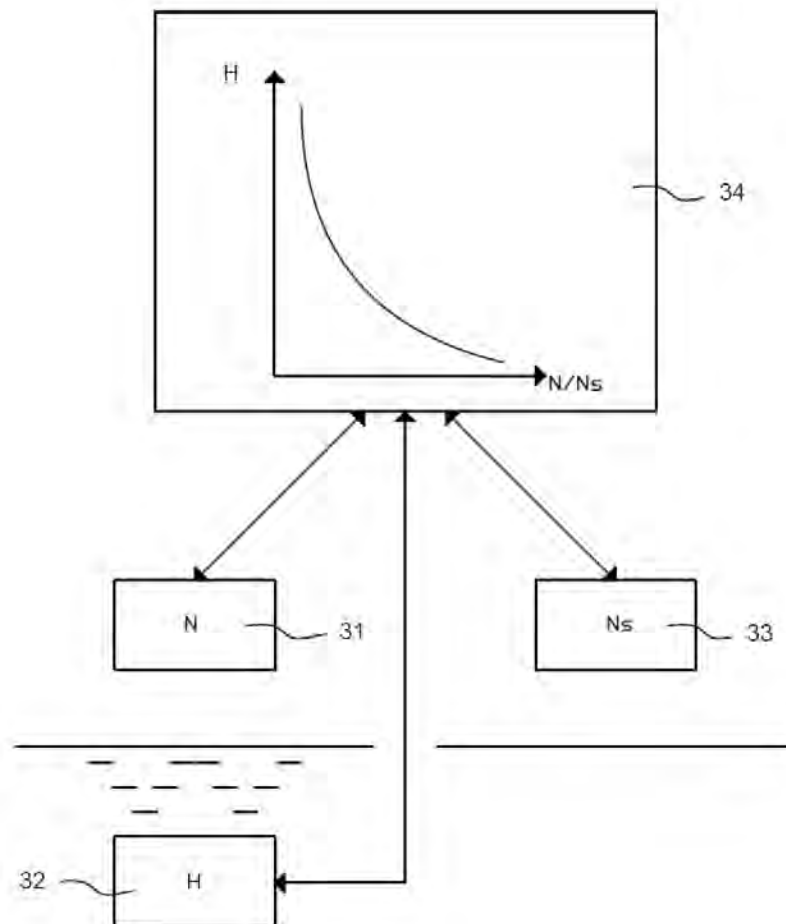


Figura 1. Schema del principio di funzionamento della tecnologia

In Figura 1 il valore N (indicato con 31) di particelle atomiche e/o subatomiche di raggi cosmici secondari, che è misurato in prossimità di un terreno contenente una certa quantità di Idrogeno H (indicata con 32), normalizzato rispetto ad un valore N_s (indicato con 33) di particelle atomiche e/o subatomiche di raggi cosmici secondari, misurato in presenza di terreno senza idrogeno, è legato al valore di saturazione dell'idrogeno nel terreno U 32 secondo una certa relazione che può tener conto di uno o più parametri, e che in Figura 1 è rappresentata, a mero titolo di esempio, come una relazione di proporzionalità inversa (indicata nel complesso con 34).

La Neptune, attraverso la sua start up Cosmic, ha progettato e realizzato un sensore in grado di monitorare e misurare la presenza di neutroni nel terreno. Il sistema proposto è analogo a quello che gli astronauti utilizzano per cercare eventuali risorse d'acqua su Marte. La tecnologia è già stata efficacemente utilizzata, oltre che per la ricerca di perdite idriche, anche per diverse altre applicazioni, quali le previsioni meteorologiche, la programmazione di pratiche di irrigazione, il monitoraggio dei cambiamenti climatici, il monitoraggio della neve al suolo e il monitoraggio di biomasse.

La tecnologia ha il vantaggio di utilizzare un mezzo di ricerca sempre disponibile, i neutroni derivati dai raggi cosmici secondari. Infatti, ogni minuto, la Terra è investita da migliaia di queste particelle che provengono dallo spazio. La modalità di rilevazione delle perdite è relativamente semplice: uno strumento, in grado di misurare costantemente il numero di neutroni presenti nel terreno, è montato su un mezzo mobile ed è condotto sopra le aree dove corrono le reti. Le possibili modalità di rilevazione sono due: *real time* o in differita. La ricerca può avvenire mediante identificazione *real time*, ossia con il solo passaggio dello strumento sopra la condotta e la verifica immediata della perdita, non appena il sensore segnala una diminuzione del numero di neutroni, oppure tramite ricerca differita. In questo caso il sensore, montato su un mezzo mobile, compie diversi passaggi sull'area da ispezionare.

3. Metodologia di ricerca delle perdite

Il metodo di ricerca perdite, già implementato, comprende diverse attività:

- acquisizione dei dati di georeferenziazione di una rete di idrocarburi o di un gasdotto;
- misurazione georeferenziata della radiazione cosmica secondaria nella porzione di superficie terrestre in cui si estende detta rete;
- elaborazione dei dati acquisiti, finalizzata a stimare il contenuto di idrogeno del terreno nella regione in cui si estende la rete, sulla base delle misure georeferenziate di radiazione cosmica secondaria eseguite in detta regione, utilizzando fattori di correzione delle misure che tengano conto sia degli effetti di sensibilità radiale e di anisotropia delle misure, sia dei valori di umidità dell'aria, pressione atmosferica e intensità della radiazione cosmica secondaria incidente, rilevati contestualmente all'esecuzione di dette misure;

- creazione di una mappa digitale georeferenziata che rappresenti la rete ispezionata, nonché il contenuto di idrogeno presente nel terreno in cui si estende la rete stessa;
- localizzazione sulla mappa della posizione dei *Point Of Interest* (POI), cioè i punti in cui si sospetta una perdita.

La metodologia è applicabile a qualsiasi tipo di idrocarburo e può essere adottata in sinergia con altre metodologie/tecniche di ricerca di perdite di idrocarburi.

Le misure possono essere eseguite per mezzo di dispositivi di misura fissi o installati su veicoli che si muovono nella regione in cui si estende la rete. Le misure di radiazione cosmica secondaria vanno eseguite preferibilmente in prossimità del suolo, e dunque a piedi o su veicoli terrestri, in quanto, all'aumentare dell'altezza dal suolo, diminuisce la precisione di rilevamento del contenuto di idrogeno nel o sul terreno, ovvero l'affidabilità e la precisione di accertamento delle perdite di idrocarburi. In futuro si prevede di eseguire le misure anche per mezzo di droni in volo a bassa quota.

4. Strumentazione e attrezzature utilizzate

Il dispositivo è costituito da un rilevatore che misura i raggi cosmici in una determinata banda energetica. L'energia di una radiazione ionizzante si converte in luce, detta luce di scintillazione, con lunghezze d'onda comprese tra il visibile e l'UV. Nel caso specifico dei neutroni, l'energia cinetica dei prodotti d'interazione è convertita in un segnale luminoso. Il sensore, di cui il dispositivo è equipaggiato, tipicamente un tubo fotomoltiplicatore, raccoglie la luce di scintillazione e la converte in un segnale elettrico.

I dati raccolti sono registrati, processati e poi associati a un posizionatore satellitare. Il *software* per l'elaborazione dei dati raccolti consiste in un algoritmo in grado di calibrarsi autonomamente, in modo da correggere i dati acquisiti, in funzione delle caratteristiche della zona da investigare, in funzione di valori come la pressione atmosferica e l'umidità dell'aria.

L'apparecchiatura base (Figura 2) per la raccolta dei dati è costituita da una sorta di "trolley" che contiene i seguenti dispositivi:

- Batteria;
- Sensore;
- Data logger con sistema operativo UNIX;
- Modulo trasmissione dati tipo LTE TX+RX;
- Ricevitore GNSS;
- Regolatore di tensione e batteria tampone;
- Equipaggiamento elettrico.

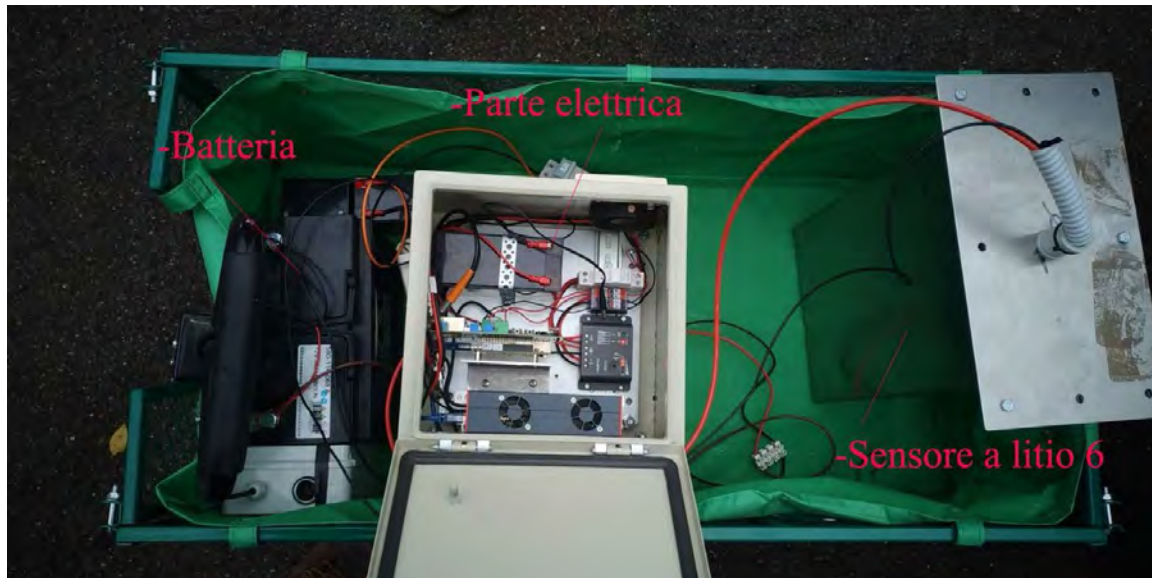


Figura 2. Strumentazione per raggi cosmici in versione "trolley"

A questi si possono aggiungere diverse tipologie di sensori, come:

- sensore di pressione atmosferica;
- sensore di umidità dell'aria.

Lo strumento registra tutti i dati ricevuti tramite un *data logger*. Questi vengono costantemente inviati al server, per l'elaborazione in tempo reale, e associati a una posizione GNSS (Figura 2). I dati sono ritrasmessi a un'applicazione per smartphone o tablet per consentirne la lettura da parte dell'operatore. La strumentazione, come già detto, può essere condotta a mano da un operatore, mediante carrello, o trasportata su di un mezzo che può viaggiare fino alla velocità di circa 30-40 Km/h.

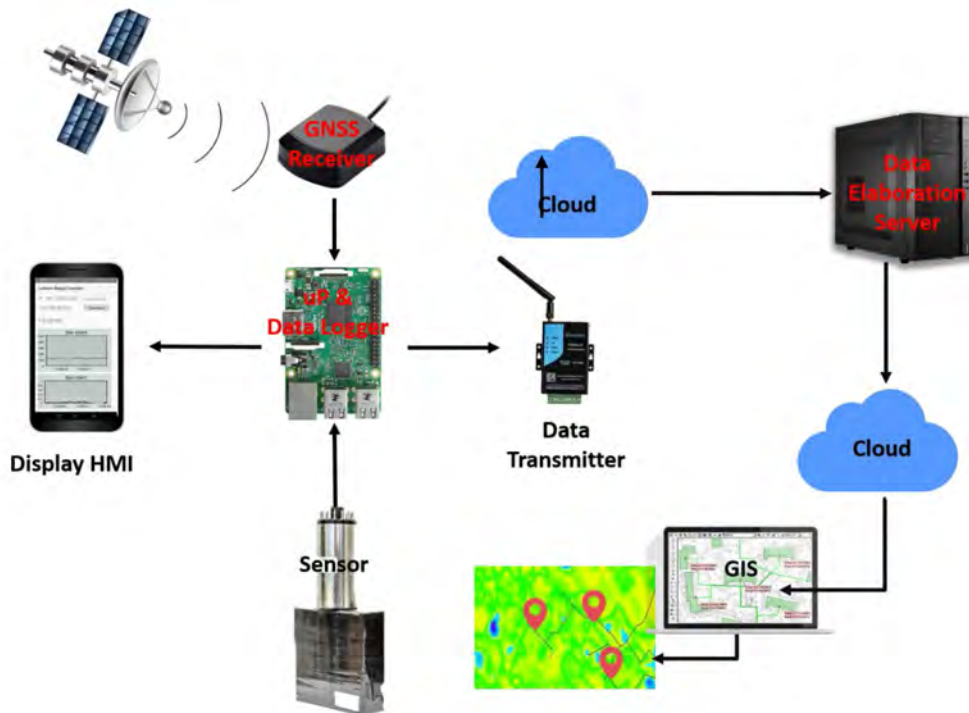


Figura 2. Schema di funzionamento della trasmissione dei dati

5. Tecnologie a confronto

Nel caso delle perdite idriche, la tecnologia Cosmic ha ricevuto fin da subito l'attenzione degli operatori del settore delle municipalizzate, con cui sono stati siglati diversi contratti, dapprima per sperimentare la tecnologia, oggi per l'erogazione del servizio. Sono state ispezionate decine di migliaia di km di condotte, con un rateo di rilevamento equiparabile a quello ottenuto utilizzando la tecnica tradizionale (geofono), con la differenza che il nuovo sistema risulta molto più veloce. Il metodo consueto, infatti, permette di controllare circa 5 chilometri al giorno, mentre il mezzo equipaggiato con rilevatore Cosmic può monitorarne oltre 300.

Per quanto riguarda le perdite di idrocarburi, sia da gasdotti che da oleodotti, esistono diversi metodi di ricerca delle perdite o di controllo di integrità della rete.

Di seguito si riporta una lista delle metodologie di monitoraggio delle perdite da pipeline maggiormente diffuse:

- camminatori;
- misure di pressione o portata;
- fili conduttori;
- controllo aereo (aerei, elicotteri, droni);
- controllo satellitare.

Il monitoraggio classico, utilizzato prima dell'avvento di tecnologie più avanzate e ancora oggi in uso, è quello con ispezione visiva effettuata da camminatori. Essi hanno il compito di perlustrare aree scelte in base ad un'analisi statistica che determina i tratti di tubazione con maggiore probabilità di perdita, con la conseguenza che alcune zone non sono mai ispezionate. Inoltre, l'ispezione visiva risulta molto lunga e non ha la possibilità di evidenziare perdite dalle condotte interrate. A tal fine si possono utilizzare appositi strumenti. Nel caso specifico della ricerca di gas metano si usa un "naso elettronico" che rileva l'odorizzante in esso contenuto. Tale tecnica risulta, però, non utilizzabile nel caso di manto stradale con superfici ermetiche, come quelle di basolato cementato.

Nel caso di olio combustibile o di carburanti, per i quali non è prevista l'aggiunta dell'agente odorizzante usato per il metano, si misura il "rumore" generato dalla perdita attraverso strumenti chiamati geofoni. Questa tipologia di ricerca è puntuale e si può usare anche a valle di una prelocalizzazione della perdita evidenziata da altri sistemi di ricerca in continuo, come quelli che utilizzano sensori di pressione o misuratori di portata posti sulla condotta. Alcuni test di ricerca perdite, i cosiddetti "step test", sono eseguiti soprattutto di notte e prevedono la ricerca selettiva di perdite su singoli settori della rete, intercettati da valvole.

Il sistema di monitoraggio della pressione prevede una serie di misuratori posti a una distanza prestabilita lungo la linea, in modo da registrare l'andamento della pressione lungo la stessa e segnalare tempestivamente eventuali diminuzioni dal valore previsto che potrebbero indicare una perdita di fluido.

Il monitoraggio tramite rilevatori di portata ad ultrasuoni o basati sull'effetto di *Coriolis* si effettua misurando, in diversi punti della rete, la portata di fluido che attraversa la tubazione, rilevando eventuali differenziali di portata e, dunque, la presenza di una perdita sulla linea.

Un ulteriore metodo di monitoraggio delle perdite prevede l'utilizzo di fili conduttori rivestiti (generalmente in materiale plastico), posti lungo la condotta. Il funzionamento si basa sul fatto che gli idrocarburi sono ottimi solventi organici e, in caso di sversamenti, sciolgono il rivestimento del cavo, mandando in corto circuito i conduttori interni. La mancanza di segnale elettrico in un dato tratto di filo consente di localizzare la perdita. Il principale vantaggio del monitoraggio tramite fili conduttori risiede nella possibilità di individuare tempestivamente sia perdite che principi di incendi. Tuttavia, per avere una copertura totale della tubazione, è necessario avvolgere i cavi lungo l'intera circonferenza del tubo e questo comporta un costo molto elevato, in considerazione dell'elevata lunghezza delle tubazioni.

In conclusione, i vantaggi del monitoraggio di parametri misurati direttamente su tutta la linea (pressione, portata, segnale elettrico) sono dati principalmente dalla continuità nel tempo della misura e dall'indicazione esatta del tratto di tubazione (seppure non breve) oggetto della perdita. Il limite di tutte le suddette modalità di rilevamento perdite consiste nel difficile accertamento di rilasci di piccola entità, essendo la misura della portata del rilascio funzione della sensibilità dello strumento di misura utilizzato o della possibilità del fluido di raggiungere le zone dove è presente il cavo elettrico. Altro limite delle tecnologie a monitoraggio costante risiede sicuramente nel costo, per l'elevato numero di strumenti di misura necessari, il loro cablaggio e la loro manutenzione nel tempo, oppure per la necessità di avvolgere il cavo conduttore attorno a tutta la linea della rete. Inoltre, considerato il fatto che tali sistemi non sono in grado di localizzare esattamente la perdita, essa andrà comunque ricercata ulteriormente con altri sistemi, come i traccianti.

Il monitoraggio delle condutture, soprattutto se interrato e notevolmente esteso, può essere effettuato tramite sorvolo con elicottero, aereo o altro mezzo in grado di volare sopra l'area, ad esempio un drone. La capacità di trasporto dei primi due mezzi consente di equipaggiarli con una serie di strumenti e sensori diversi, anche di notevole peso e combinati fra loro, come misuratori di radiazione o georadar per analizzare la struttura sottostante alla superficie del terreno. La possibilità di un sorvolo ad alta quota permette di analizzare una più vasta area ma, allo stesso tempo, comporta una riduzione della risoluzione. Questo determina una mancata individuazione di perdite di piccola entità che, invece, un sorvolo ravvicinato consentirebbe di rilevare. I limiti principali risiedono nell'impatto economico del monitoraggio: l'utilizzo di un mezzo di tali dimensioni, oltre al capitale di investimento, richiede una notevole quantità di carburante anche per il sorvolo di zone non eccessivamente estese.

Vi sono, poi, i sistemi che acquisiscono i dati a quote maggiori rispetto a quelle del sorvolo aereo: i satelliti. I satelliti artificiali che orbitano attorno alla Terra possono

essere equipaggiati con camere ad elevata risoluzione, sia nel visibile che nell'infrarosso, o con camere iperspettrali o multispettrali, che permettono l'analisi di precise bande di spettro. Il vantaggio del metodo è dato dalla possibilità di utilizzo di diversi sensori specifici, anche di elevato peso, e dalla rapida scansione di aree di suolo elevatissime. Lo svantaggio è rappresentato dalla bassa risoluzione delle immagini riprese e dalla bassa sensibilità di alcuni strumenti a distanze elevate dalla Terra.

Anche la tecnologia di ricerca perdite a raggi cosmici consente di monitorare da remoto grandi porzioni di rete in tempi notevolmente ridotti rispetto a quelli necessari per la ricerca sul campo effettuata dai camminatori. In questo caso l'impiego dei camminatori si limiterebbe all'ultima fase, quella di individuazione e riparazione delle perdite in corrispondenza delle posizioni geografiche indicate dalla mappa digitale georeferenziata. Altri vantaggi della tecnologia a raggi cosmici e che la rendono competitiva rispetto alle tecnologie summenzionate sono la maggiore precisione nell'individuazione e localizzazione delle perdite rispetto ai sistemi aerei e satellitari (con conseguente riduzione dei costi di manodopera necessari per la seguente esatta localizzazione della perdita), la possibilità di stimare la portata della perdita, l'alta risoluzione (circa 5 m) della mappa, la possibilità di utilizzo del dispositivo in modalità fissa o mobile su qualsiasi mezzo di trasporto, senza rischi per gli operatori, in quanto i neutroni provengono dalla radiazione cosmica secondaria e non da sorgenti radioattive. Altro vantaggio della tecnologia è che essa risulta applicabile a tutti i tipi di idrocarburi. Un limite risiede, invece, nell'altezza dal suolo a cui il sistema è in grado di rilevare la perdita.

6. Conclusioni

Dalla disamina dell'innovativa tecnologia a raggi cosmici per la ricerca di perdite di fluido dalle reti di distribuzione degli idrocarburi, emerge come essa, una volta validata, possa efficacemente rappresentare una valida alternativa alle altre metodologie già in uso per questa attività. Peraltro, la metodologia rappresenta una nuova applicazione di una tecnologia già consolidata e ampiamente utilizzata in campo spaziale e terrestre. Essa, pur utilizzando i neutroni, non espone i lavoratori a rischi connessi con le radiazioni ionizzanti. Infatti, a differenza di altri sistemi in cui i neutroni sono generati attivamente da sorgenti radioattive, la tecnologia sfrutta la radiazione cosmica secondaria, per natura, sempre presente sulla superficie terrestre.

Il metodo proposto parrebbe ridurre tempi e costi di manodopera e manutenzione straordinaria, grazie alla precisione e alla velocità di rilevazione, limitando drasticamente il ricorso alle metodologie classiche, più lente, basate sull'uso di "nasi elettronici", geofoni, gas traccianti, step test.

Inoltre, la tecnologia potrebbe anche essere vantaggiosamente sfruttata in sinergia con altre metodologie di ricerca di perdite, in modo da sfruttare i diversi vantaggi offerti.

Un interessante progetto per l'ulteriore abbattimento dei costi della tecnologia è rappresentato dalla possibilità di collocare la strumentazione a bordo di veicoli dedicati ad altri servizi (ad esempio raccolta dei rifiuti, trasporto pubblico, soccorso stradale, ecc.) o di velivoli, come i droni, in grado di perlustrare le aree volando a bassa quota.

Con l'avanzare dell'innovazione nella sensoristica, in un futuro prossimo, l'altezza dal suolo a cui poter effettuare le misure di radiazione cosmica secondaria potrebbe aumentare, consentendo di ottenere mappe con stesso livello di affidabilità e precisione, ma in tempi più rapidi.

7. Sitografia e bibliografia

[1] <https://cosmicwaterleaks.space/>

[2] www.hse.gov.uk/comah/sragtech/techmeasleakgas.htm

[3] www.pipelineandgasjournal.com

[4] M. O. Köhli et al. "Footprint Characteristics Revised for Field-Scale Soil Moisture Monitoring with Cosmic-Ray Neutrons". *Water Resources Research*. 2015; 51; DOI: 10.1002/2015WR017169

[5] Gómez C., Green D.R., *Small-Scale Airborne Platforms for Oil and Gas Pipeline Monitoring and Mapping*, AICSM - UCCEM - University of Aberdeen, 2015.

[6] HSE, *Pipeline Leak Detection Study - Offshore Technology Report*, Health & Safety Executive, 1996.

Economizzatore a bassa temperatura (LLTE), una soluzione flessibile nella transizione energetica

D. Sallustio¹, E. Mazzi², S. Larghi²

¹ Inail – Uot di Bari

² Nooter Eriksen S.r.l.

Abstract

Il risparmio energetico e l'efficienza sono fattori chiave negli impianti di processo e nell'industria moderna. I generatori di vapore a recupero (HRSG) producono vapore surriscaldato utilizzando il calore recuperato dai gas di scarico di una turbina a gas, attraverso moduli di scambio volti a preriscaldare l'acqua all'ingresso (economizzatori), trasformare l'acqua in vapore saturo (evaporatori) e surriscaldare il vapore prodotto (surriscaldatori).

Gli economizzatori recuperano il calore dei gas alla più bassa temperatura dei fumi preriscaldando l'acqua a valori di temperatura prossimi alla saturazione, e ottimizzando così l'efficienza complessiva dell'impianto in modo da garantire il massimo della compattezza e della redditività.

Il limite al recupero di calore nella parte fredda dei fumi è dato dalla possibilità di condense corrosive a bassa temperatura: pertanto, l'utilizzo di un ulteriore economizzatore adatto ad operare a bassa temperatura e a sostenere condizioni di condensazione corrosiva (LLTE = Low Low Temperature Economizer) consente di recuperare ulteriore calore dai gas di scarico prima di essere inviati nel camino migliorando così l'efficienza complessiva dell'impianto, aumentando la produzione di vapore o fornendo riscaldamento ad altri fluidi di processo nell'impianto o generando applicazioni di teleriscaldamento, senza compromettere l'integrità meccanica del sistema dalla corrosione.

Keywords: transizione energetica, LTTE, resistenza alla corrosione.

1. Introduzione

I fumi di scarico provenienti dalla turbina a gas (TG) in un ciclo combinato (CCPP) vengono di prassi raffreddati da un generatore di vapore e recupero collocato a valle della turbina a gas e quindi convogliati attraverso un condotto di uscita verso il camino.

La temperatura cui i fumi vengono rilasciati in atmosfera si trova normalmente nei seguenti intervalli:

- 90÷110 °C nel caso di TG operante con gas naturale (privo di zolfo);
- 130÷200 °C nel caso di TG operante con gas di processo o combustibili liquidi con significativo contenuto di zolfo.

È evidente come, in entrambi i casi, il contenuto di calore nei fumi esausti al camino sia significativo, costituendo così una perdita energetica secca. Consideriamo infatti per un attimo l'equazione di bilancio energetico di un tipico sistema di recupero di calore:

$$Q_{fum} = Q_{abs} + Q_{stack} + Q_{rl}$$

dove:

- Q_{fum} è il contenuto di calore dei gas all'ingresso del GVR;
- Q_{abs} è il calore trasferito al sistema acqua/vapore;
- Q_{rl} è il calore perso per irraggiamento;
- Q_{stack} è il calore sensibile perso al camino.

È chiaro che, a parità di calore in ingresso al GVR, il calore assorbito dal sistema acqua/vapore può essere massimizzato riducendo la quantità di calore persa al camino (e dunque la temperatura di scarico).

Ma, allo scopo di ridurre la temperatura dei fumi al camino, è necessario che l'acqua entri nell'economizzatore più freddo alla più bassa temperatura possibile, cioè quella del condensato (normalmente nell'intervallo 25÷40°C).

Tuttavia, ciò non è normalmente possibile perché, se l'acqua entrasse negli economizzatori a queste basse temperature, sulla superficie esterna dei tubi percorsi dall'acqua più fredda, avverrebbe un fenomeno di condensazione corrosiva di:

- vapore acqueo nel caso di TG operante con gas naturale;
- vapore acqueo e acido solforico nel caso di TG operante con combustibili contenenti zolfo.

In entrambi i casi, la condensazione sarebbe corrosiva per i componenti metallici come tubi, alette, collettori e condotto fumi, inficiando così la vita utile dell'impianto. Allo scopo di evitare questo fenomeno corrosivo (cioè di garantire l'integrità meccanica del generatore di vapore lungo la sua vita utile) la temperatura dell'acqua all'ingresso dell'economizzatore più freddo viene sempre mantenuta superiore al valore di condensazione (chiamato "dew point" o "punto di rugiada") limitando così il potenziale recupero di calore dai fumi.

Vi sono fondamentalmente due temperature di condensazione.

- **Punto di rugiada del gas naturale (assenza di zolfo)**

Questo è il caso in cui la condensazione può avvenire per la sola presenza del vapore acqueo nei fumi.

Ricordiamo infatti che i prodotti di combustione sono: H₂O, CO₂, N₂, O₂ e Ar.

Considerando i fumi al camino alla stregua di un gas ideale a pressione atmosferica, la pressione parziale dei singoli componenti è legata alla loro frazione volumetrica dalla legge di Dalton. In particolare, per il vapore acqueo:

$$P_{h2o} = X_{vh2o} * P_{atm}$$

Poiché $P_{atm}=1\text{ barg}$, la temperatura di saturazione alla pressione del vapore è direttamente legata alla frazione volumetrica del vapore stesso nei fumi.

Tipicamente tale valore si colloca nell'intervallo (40÷60°C) mentre la temperatura dell'acqua di ritorno dal condensatore nell'intervallo (25÷40°C) e deve essere così

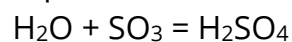
preriscaldata prima di entrare nel generatore attraverso un sistema di ricircolo sull'economizzatore tramite pompe dedicate oppure riscaldata da uno scambiatore esterno allo scopo di raggiungere un valore superiore al punto di rugiada, operazioni che in ogni caso producono una chiara perdita energetica.

- **Punto di rugiada dello zolfo**

Nel caso in cui il combustibile utilizzato nel TG contenga anche zolfo (e.g. olio, gas di sintesi, gas di raffineria, ecc.) la temperatura minima dell'acqua di alimento deve crescere a valori sufficientemente alti da evitare la possibilità di condensazione di acido solforico, che avviene a temperature più elevate di quelle del punto di rugiada del vapore, comportando così una penalizzazione ancora più significativa del recupero energetico.

La presenza di tracce di zolfo nel combustibile comporta la generazione nel processo di combustione di diossido di zolfo (SO₂), che si converte (tra il 2% e il 6%) in triossido di zolfo (SO₃) a temperature dei fumi inferiori a circa 400 °C.

SO₃ reagisce con il vapore acqueo presente nei fumi per formare acido solforico:



L'acido solforico condensa a basse temperature sulla parete esterna dei tubi più freddi generandone la corrosione.

La temperatura di condensazione dell'acido solforico, chiamata anche "punto di rugiada acida", può essere calcolata sulla base di molte relazioni empiriche; qui ricordiamo soltanto la formula di Otsuka:

$$Tdp = 20 * \log(\%volSO3) + a$$

dove "a" è un parametro dipendente dalla percentuale volumetrica di H₂O presente nei fumi.

2. Descrizione della soluzione N/E (LLTE) per incremento del recupero di calore

Da quanto sopra esposto, risulta evidente che un banco economizzatore progettato per lavorare con temperature inferiori al punto di rugiada, quindi in condensazione e senza problematiche di corrosione, per esempio accettando direttamente l'acqua di ritorno dal condensatore (25÷40°C), porterebbe un incremento netto nel recupero energetico dai fumi. Infatti considerando un GVR installato a valle di una TG da 250 MWe, cioè in un ciclo combinato da circa 400 MWe, operante con solo gas naturale privo di zolfo, con acqua di ritorno dal condensato a 30°C e temperature di rugiada di 55°C, la prassi normale prevederebbe di riscaldare l'acqua prima dell'ingresso nel GVR con acqua calda proveniente dal GVR stesso da 30°C ad almeno 55°C per evitare corrosione nei tubi metallici, con chiara perdita di energia. In fig. 1 è riportato un esempio che utilizza la pompa di ricircolo.

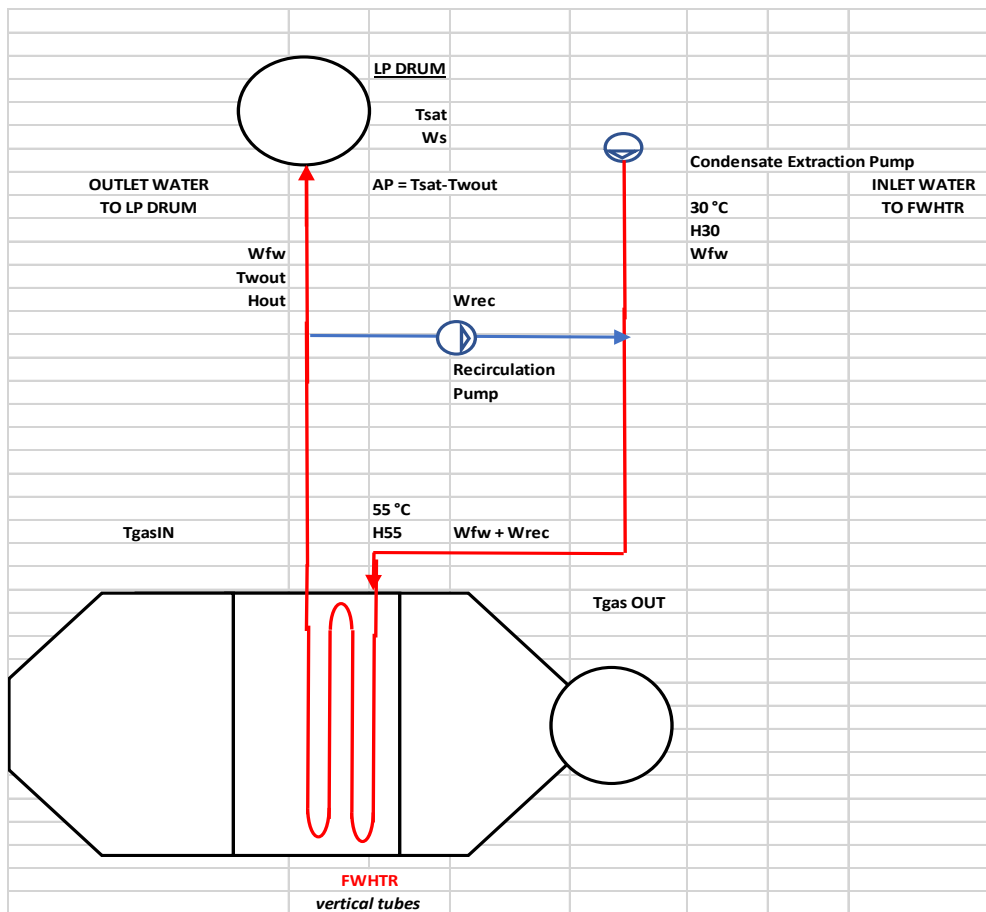


Figura 1. Esempio con utilizzo pompa di ricircolo

Il progetto innovativo oggetto di questa memoria consente invece di entrare direttamente nell'economizzatore più freddo di caldaia a 30°C, accettando una condensazione in un banco particolare dove essa non produce effetti corrosivi.

In tal caso il recupero aggiuntivo di calore è pari all'energia recuperata direttamente dai fumi per riscaldare l'acqua da 30°C a 55°C, cioè circa 10MW termici stimabili in circa 3 MWe nella turbina a vapore, legati alla maggior produzione del vapore di bassa pressione.

L'approach point (AP) del livello di bassa pressione (cioè la differenza fra la temperatura di saturazione nel corpo cilindrico e la temperatura dell'acqua in ingresso al corpo stesso), infatti, tende a ridursi grazie all'inserimento del LLTE e quindi, una minor quantità di vapore di bassa pressione è consumata per saturare l'acqua nel corpo con conseguente maggior portata di vapore resa disponibile per la turbina a vapore (fig. 2).

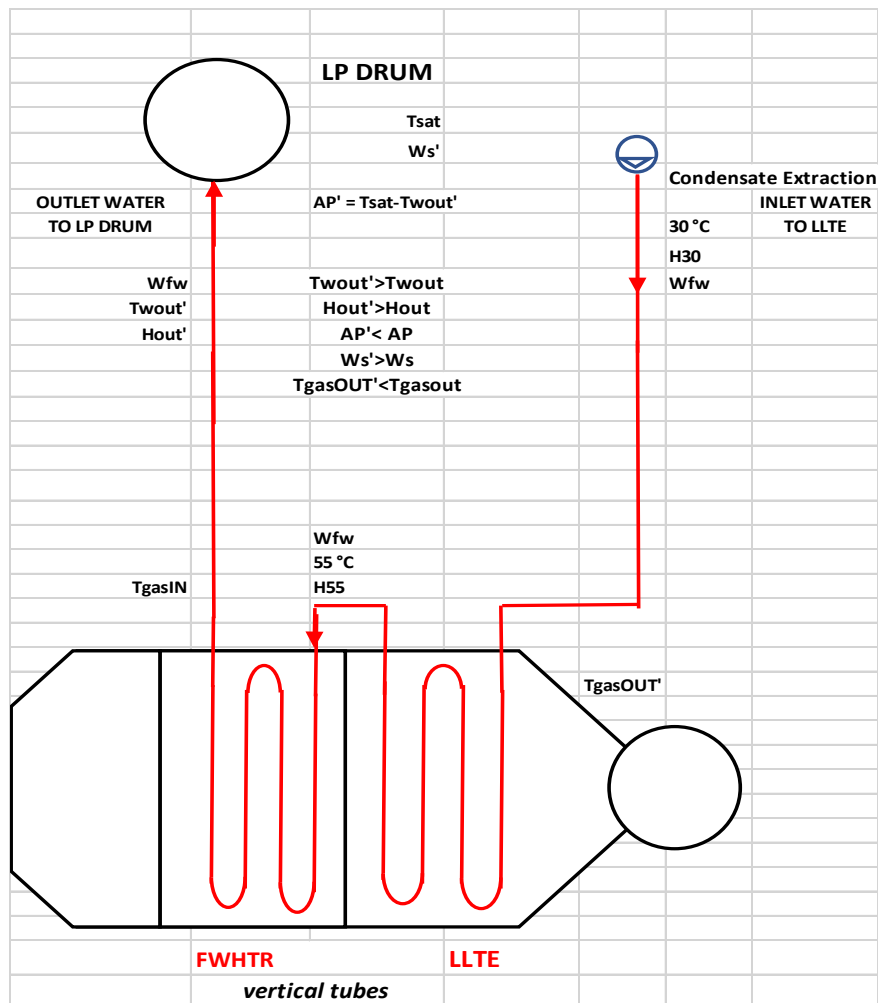


Figura 2. Inserimento LLTE

Essenzialmente sono due gli utilizzi del banco LLTE:

- 1) per incremento di potenza elettrica dell'impianto, attraverso l'incrementata produzione di vapore di bassa pressione;
- 2) per trasferimento del calore recuperato ad un fluido termovettore per utilizzi di impianto o esterni (ad es. vapore o acqua di processo, teleriscaldamento, ecc.).

3. Utilizzo di materiali termoplastici quale soluzione innovativa

3.1 Inopportunità di utilizzare acciai sotto il punto di rugiada

L'acciaio al carbonio normalmente utilizzato nei banchi economizzatori dei GVR non può operare a valori di temperatura inferiori al punto di rugiada perché non idoneo a sopportare la corrosione a lungo termine, anche qualora dotato di sovrassessore. Sono stati effettuate prove di laboratorio su altri acciai debolmente legati o alto legati per dimostrare la resistenza alla corrosione da condensazione ed essi, pur dimostrando un comportamento superiore a quello dell'acciaio al carbonio, non hanno permesso di provare tassi di corrosione compatibili con la vita utile tipica dell'impianto (ad es. 25÷30 anni).

Occorre inoltre tenere presente che le condizioni controllate di prove di laboratorio non possono rappresentare in modo sempre affidabile le condizioni reali in cui l'impianto si troverà ad operare.

Anche l'aggiunta dei cosiddetti sovrassessori di corrosione non comporta alcuna garanzia di integrità meccanica del banco a lungo termine.

Per poter operare in maniera affidabile a valore di temperatura inferiori alla condensazione occorre allora utilizzare materiali con caratteristiche diverse dagli acciai, materiali che dimostrino resistenza alla corrosione, affidabilità e durabilità lungo la vita attesa dell'impianto.

3.2 Utilizzo di materiali termoplastici nella parte fredda del GVR

È stata quindi brevettata una soluzione per un economizzatore (LLTE) adatto ad operare al di sotto del punto di rugiada utilizzando tubi e collettori in materiali polimerici ad alta resistenza chimica, insensibili sia alla corrosione da condensazione di acqua, sia alla corrosione da condensazione di acido solforico.

Tali materiali (alcune sigle commerciali sono: PP-GR, PPS-GR), sottoposti a prove certificate, dimostrano di resistere al fenomeno corrosivo per la vita attesa del GVR. L'applicazione del brevetto LLTE (Low Low Temperature Economizer) con tale tipologia di materiali è dunque affidabile e garantisce l'integrità meccanica a lungo termine del GVR, considerando le seguenti limitazioni di impiego:

- la conducibilità termica è più bassa dell'acciaio al carbonio, quindi è necessaria una maggiore superficie di scambio termico. Tale riduzione è compensata dalla presenza nel materiale di fibre di carbonio che garantiscono, comunque, un miglioramento dello scambio termico;
- I limiti sulla temperatura e sulla pressione dell'acqua:
 - ✓ la temperatura massima del materiale è limitata a 100°C a pressione di progetto (al massimo 45barg) e può giungere fino a 250°C (valore comunque compatibile con la temperatura massima dei fumi nella parte fredda del GVR), in assenza di pressione interna;
 - ✓ la massima pressione di progetto è limitata a 45barg (valore normalmente superiore alle pressioni di progetto degli economizzatori di bassa pressione).

Come detto, i tubi (che sono lisci) sono composti da polimeri termoplastici innervati con fibre di grafite che, incrementa la conducibilità termica.

Si riporta in fig.3 la connessione tubo-collettori, effettuata con doppio O-Ring,

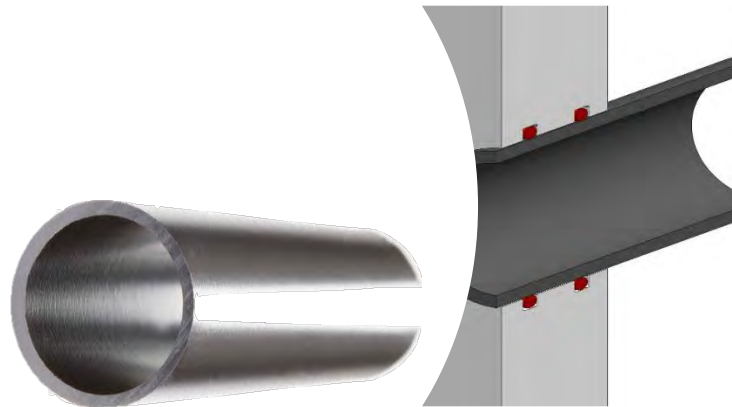


Figura 3. Connessione tubo-collettori

I tubi sono leggeri e semplice da installare, mantengono una eccellente qualità superficiale che ne rende semplice la pulizia con i sistemi a getto già presenti in impianto.

La connessione tubo-collettore li rende poi adatti ad assorbire le vibrazioni. I materiali, certificati TÜV, sono stati anche depositati in ASME con le relative proprietà termo-meccaniche, fino alla registrazione in un apposito Code Case nella Sect. VIII, div. 1, part. UIG.

Le prove di resistenza alla corrosione effettuate su questi materiali, riguardanti la resistenza chimica in ambienti fortemente acidi, sono le seguenti: immersione prolungata in acido solforico (H_2SO_4), in acido fosforico (H_3PO_4), in acido cloridrico (HCl) ed in acido fluoridrico (HF).

La prova di maggior interesse per tale specifica applicazione è indubbiamente quella in ambiente di acido solforico che ha fornito i risultati certificati in fig. 4 e fig. 5 (immersione in concentrazione acida al 60%, temperatura $160^\circ C$, durata 6 mesi):

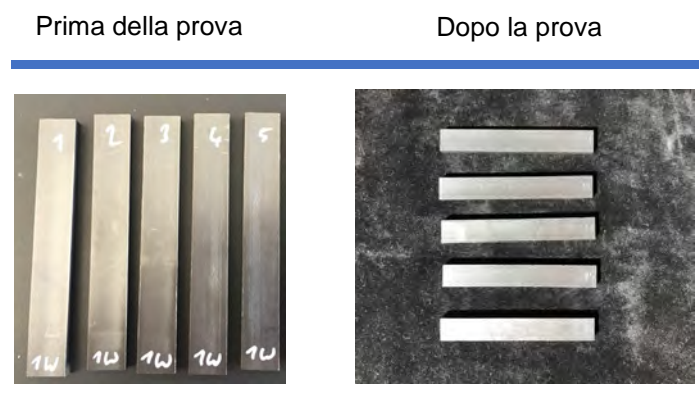


Figura 3. Nessun difetto visibile dopo la prova

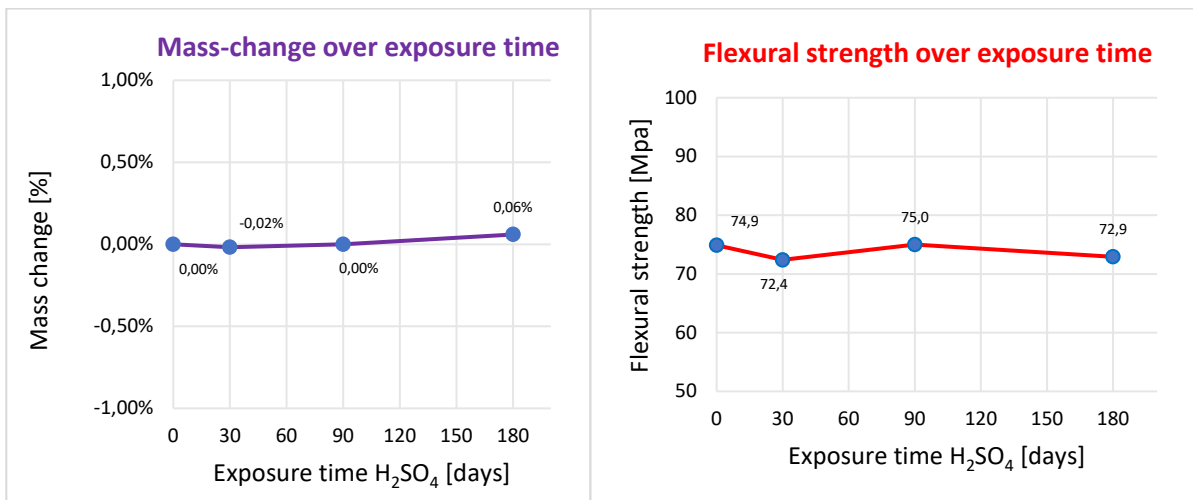


Figura 4. Nessuna variazione nella massa e nelle caratteristiche meccaniche

3.3 Caratteristiche geometriche

Il banco economizzatore LLTE, progettato e brevettato, si presenta con geometria a tubi verticali appesi (fig. 5), connessi a collettori superiori, inferiori ed intermedi. Il collettore intermedio, a causa di limiti produttivi nella lunghezza massima dei tubi, è collocato all'interno del condotto di uscita del GVR, immediatamente a monte del camino. È installato dal lato del condotto e supportato dalla struttura superiore del condotto stesso. Tutti i materiali in pressione, esposti alla possibilità di condensazione, cioè i tubi e i collettori, sono costituiti da materiale termoplastico. Sui collettori sono presenti connessioni forgiate per permettere il collegamento lato acqua alle tubazioni in acciaio esistenti nell'impianto.

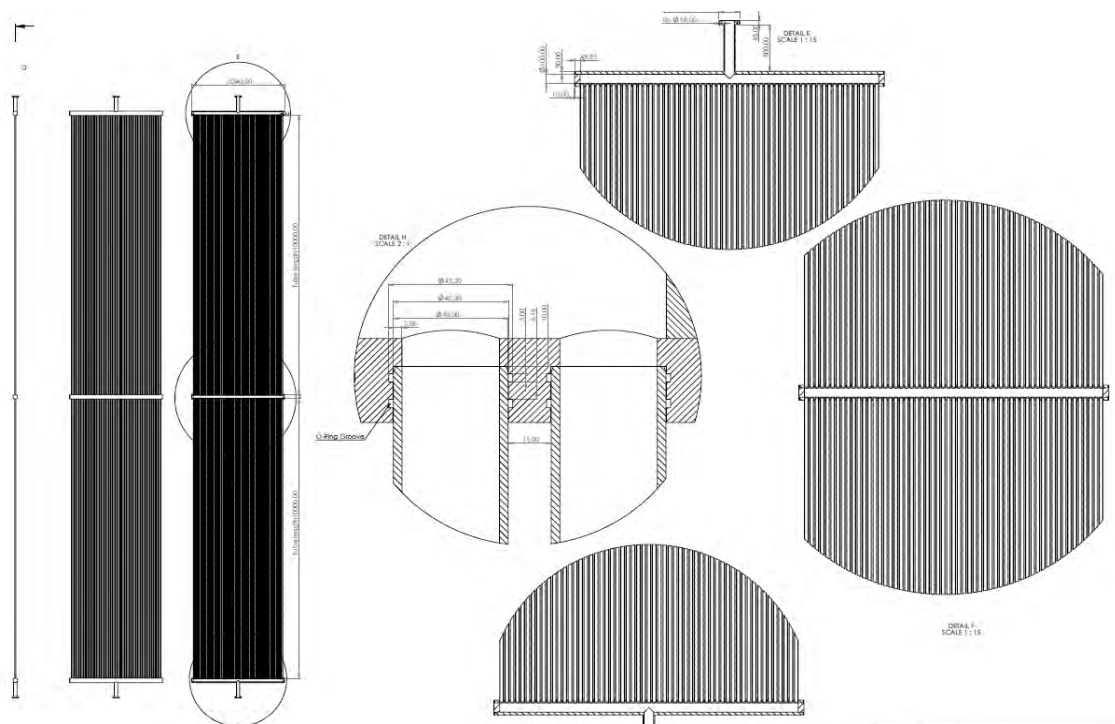


Figura 5. Geometria a tubi verticali appesi

La disponibilità al funzionamento dell'impianto è sempre assicurata anche in caso di guasto temporaneo dell'LLTE poiché il sistema può essere, se necessario, completamente by-passato (Fig. 6)

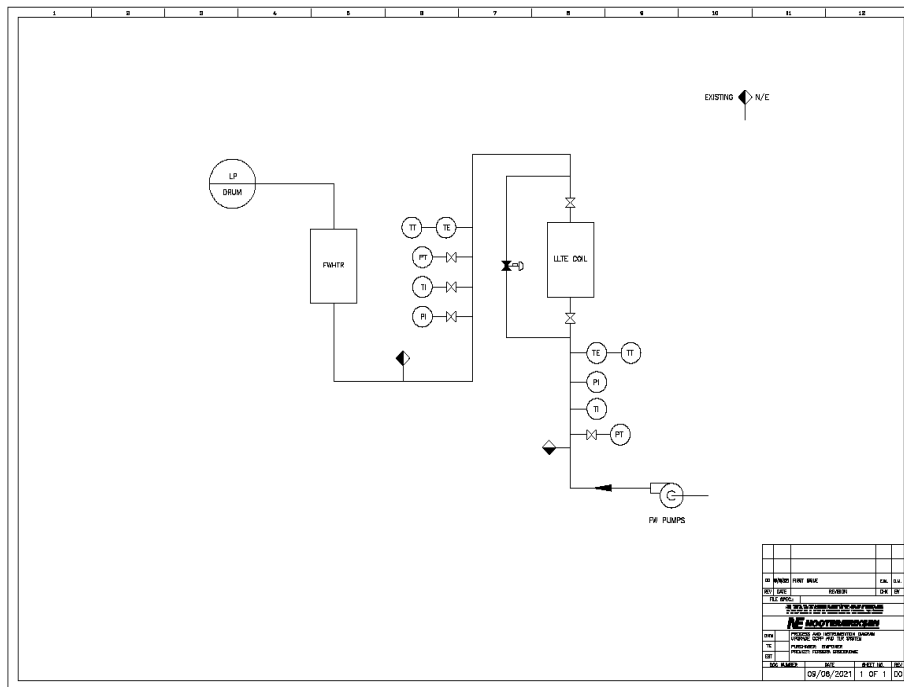


Figura 6. By-pass LTTE

4. Prototipo e test

È stato costruito un prototipo (fig. 7) di LLTE in dimensioni scalate rispetto all'originale (ma con le medesime caratteristiche geometriche) allo scopo di dimostrare la stabilità meccanica e la resistenza a lungo termine del banco.



Figura 7. Prototipo LTTE

Il modello è stato sottoposto a prove meccaniche testimoniate e certificate da un ente terzo (nello specifico TÜV).

Nonostante i singoli componenti (tubi e collettori) fossero già meccanicamente provati e certificati, sono state eseguite e certificate le seguenti prove sul modello completamente assiemato:

- prova a pressione a freddo (35 barg@, 20°C per 4 ore);
- prova a pressione a caldo, considerando le condizioni operative normali per la pressione e la temperatura massima di progetto del materiale (100°C per 5 ore);
- prova a lungo termine alle massime condizioni operative previste (25barg@, 80°C), per una durata di 1500 ore, allo scopo di dimostrare l'adeguato comportamento del banco quando soggetto per lungo tempo alle più severe condizioni operative continue.

Considerato poi il fatto che normalmente i GVR operano in modalità fortemente ciclica (con avviamenti e spegnimenti frequenti e impegnativi gradienti di avviamento), è stata anche simulata una prova di resistenza ai carichi ciclici, legata all'espansione termica differenziale dei tubi rispetto ai collettori, considerando 2000 cicli con il banco alla pressione di progetto.

Tutte le prove effettuate hanno dato riscontro positivo.

5. Conclusioni

Il sistema LLTE, (progettato e brevettato) è una soluzione per l'incremento dell'efficienza energetica dei cicli combinati che aumenta il recupero di calore e quindi la disponibilità di potenza elettrica dell'impianto senza incrementare le emissioni in atmosfera. Gli esiti positivi dei test condotti hanno confermato l'affidabilità della progettazione e di ottenere HRSG e CCPP sempre più sostenibili per l'ambiente.

6. Bibliografia

- [1] E. Mazzi, United States Patent Publication, US 2023/0243499A1, August 3rd, 2023
- [2] E. Pedrocchi, M. Silvestri, "Fenomeni di trasporto", 1987, ed. Clup
- [3] D. Annaratone, "Steam Generators, Description and Design", 2008, ed. Springer

Criteri di applicabilità di metodologie alternative o complementari alla prova idraulica su attrezzature a pressione

C. Di Girolamo¹, S. Carra², L. Monica², A. Tonti²

¹ Inail - Uot di Piacenza

² Inail - Dit

Abstract

Le verifiche di integrità svolte dal personale tecnico dell'INAIL sulle attrezzature a pressione vengono effettuate, come stabilito dall'art. 12 del d.m. 329/2004, attraverso rilievi visivi e indagini strumentali eventualmente integrati, laddove necessario, da una prova di pressione idraulica. Quest'ultima è standardizzata e generalmente a contenuto livello di rischio, ma ci possono essere situazioni in cui non è attuabile. È allora possibile eseguire una prova pneumatica, ritenuta a più alto rischio di incidente e di infortunio e per la quale oggi non sono presenti linee-guida riconosciute a livello internazionale.

Già dagli anni '80-'90 vi sono evidenze di prove eseguite su attrezzature a pressione mediante tecniche basate sul metodo di emissione acustica (EA), dalle quali si ottengono informazioni sulla presenza di difetti, come cricche che possono attivarsi e propagarsi con l'aumento della pressione di prova.

Il presente lavoro si propone di porre i fondamenti per identificare criteri di applicabilità delle suddette metodologie (o loro combinazioni) per la verifica in sicurezza delle attrezzature a pressione, sulla scia di quanto già in atto in altri Paesi europei, fornendo un'analisi approfondita delle proposte avanzate dalla recente letteratura scientifica. Vengono fornite indicazioni per l'applicazione delle varie metodologie, anche in accordo con linee-guida, standard e buone pratiche esistenti.

Keywords: attrezzature a pressione, prova idraulica, prova pneumatica, emissioni acustiche, sicurezza.

1. Introduzione e quadro tecnico-normativo

In base all'art. 12 del d.m. 329/2004, quando un'attrezzatura in pressione ha caratteristiche tali da non consentire adeguate condizioni di accessibilità all'interno, o risulta comunque non ispezionabile in modo esaustivo, l'ispezione è integrata, limitatamente alle camere non ispezionabili, da una prova in pressione ad un valore pressorio pari a 1.125 volte quello di progetto. Tale prova può essere effettuata utilizzando un fluido allo stato liquido ed eventualmente essere accompagnata da altri test non-distruttivi finalizzati ad analizzare le aree più critiche, come saldature o zone affette da corrosione.

Esiste anche la possibilità di effettuare prove pneumatiche (quando la prova idraulica è irrealizzabile), ritenute però a più alto rischio di incidente e di infortunio e per le quali oggi – nonostante il loro utilizzo industriale piuttosto diffuso – non sono presenti linee-guida riconosciute a pieno a livello internazionale, per esempio in merito a tempo di stabilizzazione, valutazione del test e criteri di accettabilità delle prove [1].

Sono note comunque altre metodologie che possono andare ad integrare le prove in pressione, riducendone anche il grado di pericolosità, come le tecniche basate sul metodo di emissione acustica (EA). Esse, introdotti negli anni '80, sono ormai comunemente applicate in Italia nel settore delle verifiche di integrità dei serbatoi per GPL per volumi non superiori a 13 m³ (procedura ISPESL aggiornata al 2008 [2]); un'altra procedura INAIL è stata pubblicata nel 2020 per volumi superiori a 13 m³ [3]. Le tecniche basate sul metodo di EA negli ultimi anni sono state applicate, anche all'estero, come possibile metodologia adatta ad integrare la prova pneumatica, fornendo in tempo reale dati di ispezione [4], in termini di cricche e difetti di saldatura attivati progressivamente dalla prova stessa [5] e rappresentando quindi uno strumento non invasivo di *early warning*, capace di evitare la progressione del danno verso veri e propri eventi catastrofici ed eventualmente applicabile anche a superfici molto estese. In particolare, le norme UNI EN 14584:2013 e UNI EN 15495:2008 specificano le procedure per condurre prove di emissione acustica di attrezzature a pressione metalliche durante la prova di accettazione utilizzando, rispettivamente, un metodo a localizzazione planare ed un metodo a localizzazione a zona.

I test in pressione, sia con fluidi che con gas, presentano dei rischi, seppur diversi da quelli potenzialmente connessi alle ispezioni vere e proprie (come il soffocamento), e sono dunque necessarie misure di sicurezza adeguate. Una recente pubblicazione INAIL [6] riassume in modo organico i principali accorgimenti necessari per l'esecuzione in sicurezza di prove di pressione idrauliche e pneumatiche, come l'attenzione alla temperatura del fluido di prova, che non dovrà mai essere talmente bassa da andare a facilitare la frattura fragile dell'apparecchiatura, particolarmente pericolosa per chi si trovasse nelle vicinanze. Molta attenzione va anche posta all'energia immagazzinata, che dovrà essere minimizzata riducendo, laddove possibile, i volumi tramite isolamento di determinate sezioni; in alternativa, dovranno essere predisposte barriere o spazi protetti in cui il personale si trovi in condizioni di sicurezza.

In Italia, in buona parte dei casi della pratica comune di costruzione e di verifica delle attrezzature in esame, i test in pressione vengono svolti in condizioni di idrostaticità. Tale metodologia è considerata semplice, di implementazione storicamente assodata e a ridotto livello di rischio. Essa non è comunque esente da problematiche: (i) umidità residua e rischio di contaminazione del prodotto; (ii) rischio di innesco di cricche nelle attrezzature più datate; (iii) tempi lunghi per la preparazione della prova; (iv) peso del fluido gravante sui supporti dell'attrezzatura; (v) smaltimento

delle acque reflue e rischio di inquinamento ambientale. Per alcune attrezzature che possono essere danneggiate dai liquidi, si utilizzano i gas, con una prova di pressione pneumatica. L'art.12 del d.m. 329/2004 specifica infatti che la prova idraulica può essere sostituita, in caso di necessità e previa predisposizione da parte dell'utente di opportuni provvedimenti di cautela, con una prova di pressione con gas (aria o gas inerte) ad un valore di 1.1 volte la pressione massima ammissibile. In tale caso dovranno essere prese tutte le misure previste dal d.lgs. 81/2008 e s.m.i. per tale tipo di collaudo e la prova dovrà avere una durata minima di due ore durante le quali dovrà essere verificata l'assenza della caduta di pressione. Similmente, anche per pressioni elevate al di sopra dei 5.000 bar sono spesso impiegati gas, in quanto molti liquidi solidificano.

A livello europeo, vige inoltre la più recente Direttiva PED (Pressure Equipment Directive) 2014/68/EU, che è guida nella progettazione e produzione di attrezzature a pressione come prerequisito per la marcatura CE e si applica a serbatoi, caldaie a vapore, tubazioni, scambiatori di calore, serbatoi di stoccaggio, dispositivi di sovrappressione, valvole, regolatori e altre attrezzature a pressione con una pressione massima ammissibile superiore a 0,5 bar. La PED è stata recepita in Italia con il D.lgs. 15 febbraio 2016. Un precedente studio del 2006 [5] dettagliò analogie e differenze tra i principali codici utilizzati a livello europeo, mettendo in evidenza come la norma più completa, in tema di sicurezza della prova in pressione, apparisse essere la EN 13445, ossia lo standard europeo su recipienti a pressione non esposti a fiamma, nella parte relativa a controlli e prove (attualmente in vigore nella versione del 2021). In particolare, tale standard a tutt'oggi fornisce dettagliate indicazioni sulle modalità di effettuazione delle prove sia idrostatiche che pneumatiche, evidenziando anche le corrette modalità di contenimento del rischio in queste ultime (barriere, camere speciali, segnalazioni di pericolo, accesso limitato e così via).

Per quanto attiene le prove, in Europa esiste comunque ancora un'ampia disparità in merito alla tipologia di test utilizzato per la riqualificazione periodica delle attrezzature, con conseguente disparità anche in termini di efficienza e di costi. Nei primi anni 2000, diversi paesi europei hanno aggiornato la propria legislazione nazionale per consentire l'applicazione dei test con emissioni acustiche, tra cui Italia, Portogallo e Spagna. Si procede in genere facendo semplicemente ricorso alle metodologie più applicate storicamente, ma ancora manca un approccio critico completo che aiuti la scelta ed una sufficiente cultura in merito alle prerogative di ciascuna tecnica.

La più recente letteratura scientifica internazionale mette in evidenza alcune tematiche, correlate alle prove in pressione, sulle quali si sta concentrando l'interesse dei ricercatori a livello mondiale. La sezione seguente riporta i risultati di un'approfondita analisi bibliografica degli studi svolti in ambito internazionale, al fine di illustrare le principali novità ed i risultati ad oggi raggiunti dalla ricerca scientifica, sia di base che applicata, ad integrazione di quanto già previsto in Italia nella legislazione vigente, nelle normative tecniche e nella prassi industriale.

2. Le prove in pressione in letteratura scientifica internazionale

Negli ultimi 20 anni, la letteratura scientifica ha ulteriormente analizzato i possibili metodi di esecuzione delle prove di pressione su apparecchiature, in parallelo all'evoluzione avuta dalle normative nazionali e da direttive e standard tecnici a livello europeo. In particolare, l'ultima decade appare come la più interessante dal punto di vista degli apporti forniti dalla ricerca sia di base che applicata.

Date le ormai diffuse e storicamente accettate modalità di realizzazione della prova idrostatica standard, la letteratura recente è maggiormente concentrata su fattibilità e mantenimento delle condizioni di sicurezza delle prove pneumatiche mediante il ricorso a opportune misure di cautela. La prova idrostatica viene comunque ancora considerata negli studi in cui vengono proposte tecniche di monitoraggio (in particolare, le misure realizzate tramite tecniche basate sul metodo di EA) a supporto dell'una o dell'altra metodologia di test in pressione.

2.1 Prove pneumatiche

Una prova pneumatica può creare pericoli estremi per un impianto e per il personale nelle vicinanze; essa ha quindi bisogno di una valutazione attenta prima di essere avviata su una qualsiasi apparecchiatura.

Il test in pressione può essere richiesto, in base ai codici di progettazione delle apparecchiature pressurizzate, sia per apparecchiature di nuova fabbricazione che per apparecchiature in servizio modificate, per verificare che la loro integrità non sia stata compromessa.

Nel mondo il numero di esplosioni di recipienti a pressione è diminuito dagli anni '90 grazie all'introduzione di molte norme e regolamenti [7]. Tuttavia, si verificano frequentemente incidenti durante le prove pneumatiche, a prova del fatto che evidentemente linee-guida esaustive in merito alla sicurezza di tali test ancora non sono universalmente note e applicate.

I metodi di valutazione dei rischi nelle prove pneumatiche sono già da tempo oggetto di attenzione da parte della ricerca scientifica, come dimostra già nel 2012 il lavoro di Edwards et al. [8], principalmente dedicato al caso di tubazioni di ampio diametro, in cui risulta impraticabile la suddivisione in volumi per ridurre l'energia immagazzinata. Viene particolarmente posto l'accento sul ruolo del personale in loco, che dovrà (i) essere adeguatamente formato; (ii) sapere a priori esattamente quando eventualmente sia necessario uscire dalle aree protette ed accedere all'area di esclusione e (iii) verificare tramite check-list che tutte le attività preparatorie siano state svolte. L'accesso all'area più a rischio potrebbe, per esempio, essere necessario dopo che, in fase di depressurizzazione, la pressione viene fermata sotto al 10% della pressione massima ammissibile per eseguire prove integrative come il "leak test", il controllo con i liquidi penetranti o simili, col rischio di contatto con sottili getti di fluido che possono fuoriuscire da eventuali cricche. In ogni caso, anche bassi valori di energia immagazzinata possono causare proiezioni di piccoli frammenti in grado di provocare gravi infortuni, così come onde d'urto [5].

Sulla stessa scia, Shin et al. [7] hanno proposto, nel 2022, una nuova modalità di calcolo delle distanze di sicurezza per i supervisor alla sicurezza, utilizzando forma del serbatoio cilindrico (rapporto lunghezza/diametro), volume e sovrappressione ante-scoppio come variabili da utilizzarsi – anche in questo caso - qualora l'uso di grandi volumi sia inevitabile. L'equazione proposta da Shin è specifica per i casi di "pressure vessel burst" (PVB), cioè un'esplosione che comporta lo scoppio di un recipiente a pressione contenente gas a pressione elevata, generalmente inerte (da non confondersi con i BLEVE o con le esplosioni delle nubi di vapore). In questo caso, la metodologia è pensata anche come potenzialmente applicabile alla prevenzione dell'effetto domino ed è stata validata tramite confronto con dati di danneggiamenti conseguenti ad un incidente reale avvenuto in uno stabilimento americano.

Analogamente - ed ancora in contesto statunitense - anche Miller et al. nel 2019 [1] hanno approfondito la tematica delle distanze di sicurezza, nell'ipotesi di frattura duttile, caratterizzata da una distorsione del metallo che porta ad una rottura locale, senza una frammentazione generale. Essi si sono concentrati però in questo caso su stabilimenti di gas industriale e gas naturale liquefatto (GNL), in cui vengono eseguite di routine prove di pressione pneumatiche, anziché idrauliche, a causa della necessità di mantenere a secco sia tubazioni che attrezzature. In questo caso, sono stati proposti criteri applicativi per l'utilizzo di metodi consolidati di modellazione dell'esplosione (modelli di Baum e Baker), validati tramite analisi di precedenti dati indipendenti e nuovi dati. Sono state inoltre presentate nuove formule di correlazione per il calcolo delle distanze di sicurezza, confrontati con tre metodi già noti (ASME, NASA, INERIS). Questi ultimi sono stati considerati validi nel caso di sorgenti altamente esplosive o di detonazione di nubi di vapore, ma possono sottostimare le distanze di sicurezza nel caso in cui siano significative le pressioni anche in campo lontano. È stato quindi evidenziato come le nuove correlazioni garantiscano un maggior grado di sicurezza nel caso di PVB e quindi, in generale, nei casi di test in pressione con inerti.

Un successivo lavoro di Li et al. del 2020 [9] fornisce una valutazione del tempo minimo di stabilizzazione nelle prove pneumatiche (a fine iniezione gas), limitandosi però al caso delle tubazioni in pressione, simulate parametricamente per varie dimensioni e lunghezze. I tempi di stabilizzazione risultano maggiori per tubi più grandi e più lunghi; inoltre, il tempo di stabilizzazione dovuto alla temperatura del gas è maggiore di quello dovuto alla pressione del gas. Lo studio afferma inoltre che la massa del gas dovrebbe essere utilizzata come principale criterio di valutazione e soprattutto introduce inoltre un *indice di accettabilità* che, se mantenuto entro un certo range, permette di ritenere la prova accettabile. Esso è definito come il rapporto tra la massa di gas calcolata e la massa di gas media (o reale) in assenza di perdite. La metodologia è validata tramite tre casi studio applicati a reti di gas naturale testate pneumaticamente con azoto. Viene comunque osservato che, in caso di variazione progressiva e/o brusca della temperatura ambiente, la metodologia non consente di ritenere accettabile la prova, in quanto essa

presuppone che il gas all'interno della condotta sia in quasi-equilibrio. In questo caso, viene quindi consigliato di ripetere il test in condizioni ambientali più adeguate. Ebrahimi e Mofrad, in uno studio del 2018 [10], descrivono le modalità di realizzazione del test in pressione combinato idrostatico-pneumatico, in cui il volume del serbatoio viene diviso in due zone: una riempita con liquido e l'altra con gas (aria o azoto). Tale metodologia consente di avere una minore energia immagazzinata rispetto al caso di test pneumatico completo. Parallelamente, essa risulta utile quando le fondazioni dell'attrezzatura non sono progettate per sostenere l'attrezzatura interamente riempita d'acqua (test idrostatico completo), ma sono invece in grado di sopportare il peso dell'attrezzatura parzialmente riempita. Anche in assenza di problemi per le fondazioni, una metodologia simile è applicata in Italia nel caso delle prove su serbatoi in pressione contenenti GPL, che vengono eseguite prelevando una piccola quantità di gas liquefatto, successivamente fatto evaporare e reimpresso nel serbatoio per aumentarne gradualmente la pressione.

2.2 Prove pneumatiche e/o idrostatiche supportate da monitoraggio realizzato mediante tecniche basate sul metodo di emissione acustica

Fin dagli anni '80-'90, era già metodica nota quella che prevedeva l'associazione di tecniche basate sul metodo di EA alle prove di pressione idrostatica, come riportato dai primi studi scientifici che trattarono il tema [11].

Col tempo, però, è emersa sempre più la necessità di integrare non solo la prova idrostatica, bensì soprattutto quella pneumatica, con procedure addizionali, al fine di ridurre i rischi, ritenuti ben maggiori nel caso dell'utilizzo di gas. Il monitoraggio in linea della pressurizzazione realizzato mediante tecniche basate sul metodo di EA consente di identificare la crescita di difetti in real-time durante le prove in pressione, salvaguardando l'integrità strutturale. In genere inoltre tali misure non richiedono di pulire il serbatoio e, al termine della prova, esso è immediatamente disponibile all'uso.

Alla luce di queste potenzialità, anche la ricerca scientifica si è interessata a tali tecniche, fornendo alcuni contributi importanti. Anche in anni abbastanza recenti, tecniche basate sul metodo di EA appaiono applicate ancora ad entrambi i tipi di prove in pressione, sia idrauliche che pneumatiche.

Già nel 2012, Cherfaoui [12] presentò uno studio relativo alla verifica delle condizioni di un serbatoio sferico di stoccaggio GPL, partendo da una prova idraulica con monitoraggio tramite tecniche basate sul metodo di EA e applicando successivamente anche altre tipologie di controlli non distruttivi (NDT). Purtroppo però non vengono forniti molti dettagli in merito al test in pressione, trattandosi di uno studio maggiormente dedicato ad altri tipi di tecniche (ultrasuoni, liquidi penetranti, etc.).

Più specifici appaiono invece i dati forniti da Lackner e Tscheliesnig che, in una ricerca pubblicata nel 2016 [4], trattano espressamente la tematica dell'utilizzo del monitoraggio realizzato tramite tecniche basate sul metodo di EA per la

riqualificazione di serbatoi per GPL, segnalando peraltro che le norme EN 12817 (per serbatoi fino a 13 m³) e EN 12819 (per serbatoi oltre i 13 m³), relative alla riqualificazione dei serbatoi di GPL, sono state via via migliorate introducendo espressamente tali tecniche. In particolare, in Austria dai primi anni 2000 è applicata una specifica procedura per la riqualificazione di serbatoi per GPL. In Italia l'ex Ispesl (oggi INAIL), a valle di un'estesa campagna sperimentale, ha pubblicato nel 2005 una specifica procedura per la riqualificazione dei serbatoi per GPL interrati con capacità non superiore a 13 m³ [2]. Dal punto di vista tecnico, si evince che il vantaggio principale della prova realizzata tramite tecniche basate sul metodo di EA rispetto alla prova idrostatica è che, mentre in quest'ultima il risultato è binario (prova superata o non superata senza ulteriori informazioni), l'altra metodologia fornisce comunque molti dati in merito allo stato dell'attrezzatura in prova e vengono individuate casistiche "intermedie" caratterizzate da problematiche ancora in fase iniziale e quindi potenzialmente risolvibili.

Ulteriori applicazioni delle tecniche basate sul metodo di EA in abbinamento alle prove idrostatiche si sono avute anche nel settore del nucleare, dove - come riportato da Zhang et al. nel 2020 [13] - è fondamentale verificare la capacità di carico in pressione e la tenuta del recipiente in pressione del reattore. Dal punto di vista pratico, sia la pressurizzazione che l'applicazione di tale metodologia sono più complesse che negli impianti classici. È necessario testare infatti una pluralità di sistemi (circuito primario, secondario, tubazioni, valvole, serbatoio); inoltre, il posizionamento della sensoristica deve tener conto del livello di radiazioni e deve essere garantito un corretto campionamento del segnale anche ad una distanza significativa. L'abbinamento tra prova in pressione idrostatica e tecniche basate sul metodo di EA ha mostrato un'ottima efficacia, grazie alla flessibilità d'uso ed alla precisione nel rilevamento dati.

Similarmente, già Mahmoud et al. nel 2015 [14] avevano studiato l'applicazione della metodologia nel settore nucleare, seppur solo tramite test e simulazioni in laboratorio applicate a provini in acciaio a struttura bainitica come la lega Cr-Ni-Mo-V (noto come 15Ch2NMFA), andando a simulare il carico dinamico applicato durante le prove in pressione. Anche in questo caso, le tecniche basate sul metodo di EA sono apparse efficaci nell'individuazione di varie tipologie di danni e nella previsione della formazione e propagazione dei difetti.

L'importanza della possibilità di effettuare un controllo da remoto tramite tale metodologia è poi evidenziata anche dal lavoro di Cui et al., che nel 2018 presentarono lo sviluppo di un dispositivo innovativo sperimentale NDT completo e funzionante da remoto da utilizzarsi in laboratorio [15]. Tale strumento sfrutta il proprio elevato grado di automazione per monitorare da remoto tramite tecniche basate sul metodo di EA (ma anche attraverso altre tecniche NDT) i cambiamenti occorsi in difetti appositamente inseriti in un recipiente in pressione prefabbricato, esclusivamente per fini sperimentali e didattici, durante appositi test in pressione idrostatici. L'intero setup può essere controllato a distanza e visualizzato dal vivo

utilizzando una fotocamera connessa a Internet per migliorarne il senso di realistica.

Un'altra casistica piuttosto particolare è quella analizzata da Wuriti et al. nel 2022, relativa alla verifica di integrità di serbatoi realizzati in acciai Maraging ad alta resistenza ad uso aerospaziale [16]. In tali tipi di materiali, in fase di fabbricazione, la probabilità che si sviluppino micro-cricche è molto alta e quindi, a maggior ragione, essi richiedono controlli e verifiche accurate. Wuriti et al. riferiscono come le tecniche basate sul metodo di EA consentano di monitorare i difetti in modo dinamico ed in tempo reale. In particolare, viene effettuata una prova idrostatica su un serbatoio cilindrico con cupole terminali emisferiche, col supporto del monitoraggio tramite tali tecniche, arrivando a determinare opportuni criteri di accettabilità della prova, al fine di un loro specifico utilizzo nell'ambito dell'industria aerospaziale.

3. Discussione

L'importanza di effettuare test di verifica dell'integrità dei serbatoi e delle attrezzature in pressione non può essere mai sottovalutata, neppure per tipologie di serbatoi che si suppone abbiano in genere una vita utile molto lunga, perché – in ogni caso - gravi condizioni operative, difetti di fabbricazione non identificati o guasti non rilevati dei sistemi di protezione potrebbero influire sulla loro integrità strutturale [4]. Da ciò nasce la necessità di identificare criteri applicativi delle varie metodologie di verifica esistenti, che ne ottimizzino l'utilizzo in termini di efficacia e fattibilità, garantendo contemporaneamente adeguate condizioni di sicurezza per l'ambiente circostante e per i lavoratori coinvolti.

L'analisi dei dati riportati dalla recente letteratura scientifica ha messo in evidenza come ad oggi sia ancora importante ragionare sulla sicurezza della pura prova pneumatica (specie quando realizzata senza monitoraggi addizionali), non ritenuta sufficientemente normata a livello internazionale, essendo essa correlata a maggior rischio di conseguenze catastrofiche e di infortuni mortali rispetto alla più tradizionale prova idrostatica.

In particolare, in letteratura emerge l'importanza del tema del calcolo della distanza di sicurezza, per la quale vengono proposte nuove formulazioni, laddove invece la normativa tecnica ad oggi pone maggiormente l'accento sul dimensionamento delle barriere di protezione. Si evidenzia, in particolare, l'importanza di valutare le distanze per ciascun caso specifico (per esempio quello di pressure vessel burst), escludendo formulazioni già note per altre casistiche ma che potrebbero sottostimare il rischio. L'approccio scientifico consente infatti di rimarcare l'importanza delle ipotesi sottese all'utilizzo di qualsiasi equazione o modello di calcolo, andando quindi a specificare sotto quali condizioni (per esempio ambientali, in termini di temperature) il loro uso sia valido oppure no.

Un'altra evidenza è la sempre maggior diffusione delle verifiche strutturali dinamiche svolte mediante tecniche basate sul metodo di emissione acustica, poste a supporto delle prove in pressione. In Italia, negli anni più recenti, tale metodo è stato applicato

anche a serbatoi GPL di grandi dimensioni [17], oltre che ad altre tipologie di attrezzature in pressione, in aggiunta alle prove svolte secondo quanto stabilito dal d.m. 329/2004. La letteratura internazionale conferma la necessità di approfondire ulteriormente le modalità di utilizzo delle tecniche basate sul metodo di EA nelle prove in pressione, andando ad indagare anche casistiche molto particolari (come il contesto degli impianti nucleari), che richiedono valutazioni specifiche anche in merito agli effettivi criteri di accettabilità dei test. In molti casi (come osservato peraltro anche in merito alla prova pneumatica semplice) sono stati definiti dei veri e propri indici di accettabilità. Alcune ricerche hanno analizzato le potenzialità di tali tecniche su materiali particolari, per esempio quelli utilizzati espressamente in settori industriali specifici come l'aeronautica, evidenziandone i criteri di utilizzo in tali contesti.

Sicuramente tutti gli studi mostrano come il monitoraggio di un dato materiale tramite tecniche basate sul metodo di EA consenta di ottenere una grande quantità di dati sperimentali, ampiamente distribuiti sia nello spazio che nel tempo di durata delle prove, così da permettere di avere un quadro dinamico real-time delle condizioni delle attrezzature ed intervenire prontamente prima di aver raggiunto una vera e propria condizione critica. Ciò non può essere ottenuto con le prove standard (idrostatica e pneumatica), per le quali i criteri di accettabilità forniscono una risposta chiusa: accettato o non accettato.

Allo stesso tempo, tale capacità descrittiva delle misure realizzate tramite tecniche basate sul metodo di EA, per essere ritenuta affidabile, richiede molte competenze ed esperienza nel garantire la necessaria qualità della sensoristica utilizzata e delle comunicazioni in remoto. Per questo motivo, alcune ricerche si sono concentrate sulla realizzazione e gestione del sistema di controllo di tali misure tramite modelli sperimentali in laboratorio, così da poter approfondire negli anni gli aspetti più critici; i risultati ottenuti sono stati utili anche a fini formativi e didattici.

Il monitoraggio tramite tecniche basate sul metodo di EA, specie quando consente di lavorare su serbatoi senza necessità di svuotamento (come nel caso dell'applicazione della procedura ISPEL [2] per i serbatoi GPL di piccole dimensioni), mostra una particolare semplicità d'uso e questo - a detta di operatori del settore - sembra incentivare la richiesta di verifiche di integrità da parte dei gestori delle apparecchiature, con conseguente aumento del livello di sicurezza degli impianti sul territorio italiano.

4. Conclusioni

Si ritiene che i dati raccolti dal presente studio abbiano confermato la fattiva efficacia dell'applicazione di tecniche basate sul metodo di emissione acustica a supporto delle prove in pressione, ai fini di un incremento della sicurezza. Se ne auspica quindi in futuro ulteriore diffusione, in particolare applicando apposite procedure a tipologie di attrezzature diverse da quelle dei serbatoi contenenti GPL di capacità non superiore a 13 m³. L'obiettivo è inoltre quello di promuovere la discussione sui

requisiti della metodologia tra esperti, tecnici e legislatori, sia a livello nazionale che europeo.

5. Bibliografia

- [1] Miller D., Jallais S., Pham-Huy M., Geng J. New criteria for safety distances during pneumatic pressure testing of vessels and pipes. *Process Saf. Prog.* 2019; 38(3): article number 2025.
- [2] ISPESL. Procedura per il controllo di serbatoi interrati per GPL di capacità non superiore a 13 m³ con tecnica basata sul metodo di Emissione Acustica ai fini della verifica di integrità. Rev.2, dicembre 2008.
- [3] INAIL. Procedura per il controllo di serbatoi per GPL interrati, tumulati (o ricoperti) e fuori terra di capacità maggiore di 13 m³ con tecnica basata sul metodo di Emissione Acustica ai fini della verifica di integrità. Rev.0, novembre 2020.
- [4] Lackner G., Tscheliesnig P. Requalification of LPG tanks in Europe: verifying the structural integrity by monitoring the pressure test with acoustic emission. *Insight: Non-Destr. Test. Cond. Monit.* 2016; 58(8): 443-447.
- [5] Gurnari G., Mulè G., Palumbo N. La valutazione del rischio nella prova a pressione di attrezzature metalliche. Atti del Convegno SAFAP 2006 Sicurezza ed affidabilità delle attrezzature a pressione. Roma, 5-6 aprile 2006.
- [6] Mennuti C., Augugliaro G. L'esecuzione in sicurezza delle prove di pressione condotte su attrezzature in esercizio. INAIL. Milano, 2020.
- [7] Shin S., Kim E.S., Kang C., Jung S. Safety distance for pressure-resistance tests of cylindrical pressure vessels in the industrial field. *Energy Sci. Eng.* 2022; 10(8): 2850-2857.
- [8] Edwards V.H., Sanford D., Bonstead B., Skoda L. Evaluating and reducing the risks of pneumatic pressure testing. *Chem. Eng.* 2011; 118(2).
- [9] Li G., Tupper M., Wei H.-C., House R., Bidmus H. Evaluation and acceptability criteria for pneumatic pressure tests. Proceedings of the *Biennial International Pipeline Conference IPC2020. Calgary, Canada, 28 settembre - 2 ottobre 2020.*
- [10] Ebrahimi K., Mofrad S.R. Pneumatic test of pressurised equipment: its hazards and alternatives. American Society of Mechanical Engineers, *Pressure Vessels and Piping Division (Publication) P.V.P.* 2018; 7: code 141606.
- [11] Morgner W., Theis K. Non destructive damage control by means of multiple parameter acoustic emission analysis. *Brit. J. Nondestr. Test.* 1991; 33(1): 19-20.
- [12] Cherfaoui M. Innovative techniques in non-destructive testing and industrial applications on pressure equipment. *Procedia Eng.* 2012; 46: 266 - 278.

- [13] Zhang Z., Feng H., Zhao W., Li M. Application of acoustic emission technology in hydraulic pressure test of nuclear power plant. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 2020; 514(4): article number 042039.
- [14] Mahmoud H., Vlastic F., Mazal P. Simulation of operational loading of pressure equipment by means of non-destructive testing. Proceedings of the *24th International Conference on Metallurgy and Materials METAL 2015. Brno, Repubblica Ceca, 3-5 giugno 2015.*
- [15] Cui W., Wang K., Zhang P., Zhang Q. Design of a comprehensive pressure vessel experimental device. *Wirel. Pers. Commun.* 2018; 102(2): 783-798.
- [16] Wuriti G.S., Chattopadhyaya S., Thomas T. Acoustic emission signal characteristics of maraging steel 250 pressure vessel during a hydraulic qualification test. *Nondestruct. Test. Evaluation* 2022; 37(1):100-114.
- [17] Altamura N., De Gennaro G., Di Fratta C., Ferraro A., De Sandre A., De Musso M.F.S. Emissione Acustica: soluzione altamente tecnologica ad impatto zero. Atti del Convegno *VGR 2016 Valutazione e Gestione del Rischio negli Insediamenti Civili ed Industriali. Roma, 13-15 Settembre 2016.*

Le principali forme di danno nei forni di steam reforming: caratterizzazione e metodologie diagnostiche

A. Fiodo¹, A. Alvino¹, E. Di Ponzio², D. Lega¹, A. Antonini¹

¹ Inail – Dit

² Inail – Uot di Taranto

Abstract

Il processo di steam reforming viene utilizzato negli impianti petrolchimici per la produzione di idrogeno. Le fornaci in cui avviene la reazione presentano batterie di tubi che lavorano in condizioni di esercizio severe, con temperature superiori ad 800 °C e pressioni anche di 30-35 bar, in atmosfera ossidante e con fluidi di processo ricchi di carbonio e zolfo. Gli acciai ASTM A 297 grado HK e HP figurano tra i materiali più utilizzati per la fabbricazione di questi tubi, la cui vita di progetto nelle condizioni di esercizio è tipicamente 100.000 ore, ma la durata effettiva in servizio, può oscillare tra le 150,000 e le 30,000 ore. La variabilità delle performances di questi componenti è legata alle condizioni di servizio, decisamente drastiche, che possono far insorgere e/o aggravare numerose forme di degrado a carico dei materiali costituenti.

In questo lavoro saranno descritte le principali forme di danno che colpiscono i tubi catalitici delle fornaci di reforming, illustrando parimenti le metodologie adottate dagli addetti ai lavori per la individuazione e valutazione dello stato di danneggiamento e della vita spesa.

Keywords: steam reforming, danneggiamento, esercizio.

1. Introduzione

Con il termine di steam reforming si definisce un processo industriale utilizzato per la produzione di syngas a partire da idrocarburi leggeri e vapore acqueo [1]. Tale processo è di norma articolato in due step: il primo di essi (detto reforming primario) vede reagire il metano (o gli idrocarburi leggeri) col vapor d'acqua, per dare idrogeno e monossido di carbonio:



La miscela di gas ottenuta con il reforming primario contiene per buona parte monossido di carbonio e idrogeno, tuttavia percentuali non trascurabili di idrocarburi ed acqua sono ancora presenti. Lo step successivo (reforming secondario) permette di eliminare i reagenti residui, facendoli reagire con l'ossigeno dell'aria, producendo altro idrogeno e monossido di carbonio. Nel bilancio energetico del processo, la reazione più delicata è quella di reforming primario, poiché si tratta di una reazione endotermica e perché richiede la presenza di un catalizzatore al

nichel. Il reforming secondario avviene invece senza dover ulteriormente somministrare energia né usare catalizzatori.

L'intero processo si fa avvenire in apposite fornaci contenenti grandi batterie di tubi [2-3]: la miscela di reagenti fluisce attraverso ciascun tubo e viene a contatto con il catalizzatore lì presente. I tubi sono mantenuti a temperature superiori agli 800-900°C mediante riscaldamento con appositi bruciatori (figura 1).

Alla luce di queste premesse, risulta evidente che i tubi catalitici delle fornaci siano componenti fortemente soggetti a danneggiamento, in quanto operano a temperature superiori agli 800 °C, con pressioni tra i 25 ed i 35 bar in atmosfera ossidante e con fluidi di processo ricchi di carbonio (e talvolta anche zolfo). Particolare influenza sui fenomeni di danno hanno anche la geometria costruttiva quale la SIDE WALL, con bruciatori disposti ortogonalmente all'asse dei tubi catalitici, sia le variabili del processo di combustione (P del combustibile, composizione chimica del combustibile, portata dell'aria comburente). Per la fabbricazione dei tubi catalitici ci si orienta su leghe che garantiscano prestazioni elevate in condizioni estreme. Tra i materiali più utilizzati figurano le leghe in Fe-Ni-Cr classificate come ASTM A 297 grado HK (25Cr20Ni0,4C) e HP (26Cr35Ni0,4C), ad elevato tenore di nichel e cromo, con aggiunte di elementi carburigeni come niobio e titanio [4-7]. Dal punto di vista metallurgico, nichel e cromo conferiscono adeguata resistenza alla corrosione, tenacità e stabilità della fase austenitica. L'elevato contenuto di carbonio rafforza la soluzione solida e promuove la formazione di una rete di carburi interdendritici e secondari di struttura e composizione diversa in funzione degli elementi presenti (Nb, Ti, W, Cr). L'insieme di questi precipitati migliora la resistenza alle alte temperature inibendo il movimento delle dislocazioni e lo scorrimento dei bordi di grano [8-11]. La vita di progetto dei tubi catalitici viene generalmente fissata a 100.000 ore [12]. L'effettiva durata in servizio di tali componenti presenta tuttavia ampie oscillazioni: sono noti in letteratura casi di tubi che hanno lavorato anche 180000 ore, come pure alcuni casi in cui la vita in servizio si è limitata a sole 30.000 ore [13].

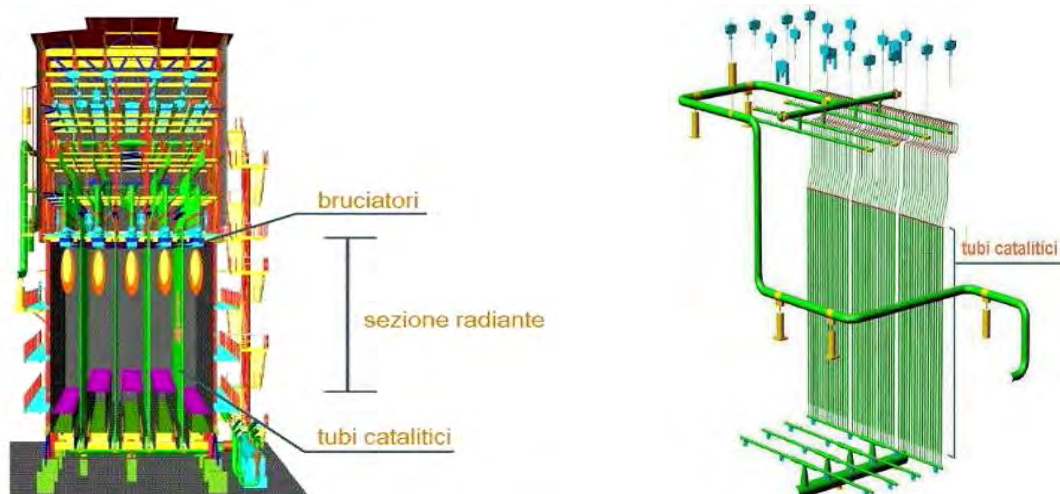


Figura 1. A sinistra: vista della sezione radiante di un forno di reforming; a destra: assonometrico di tubi catalitici e pigtails [14].

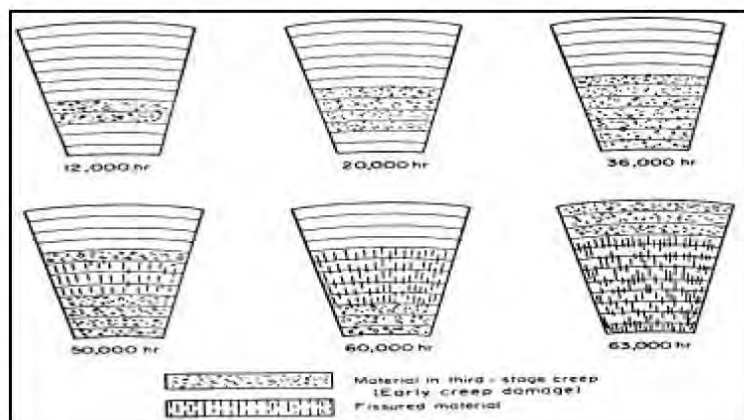
Viste le drastiche condizioni in cui operano, i tubi catalitici sono particolarmente soggetti allo scorrimento viscoso [5,7,15]. L'esercizio prolungato provoca inoltre una naturale evoluzione microstrutturale, attraverso reazioni chimiche di precipitazione e trasformazione a carico delle fasi presenti [16-19]. Infine, può manifestarsi la carburizzazione [18-21], che impoverisce la matrice, riducendone il tenore di cromo, rendendola vulnerabile al creep e parimenti suscettibile alla corrosione.

In questa memoria vengono presentate e caratterizzate le forme di degrado cui sono soggetti i tubi di reforming, sono illustrate alcune tecniche diagnostiche adoperate per quantificare il danno e le attività dell'Istituto a livello autorizzativo e di ricerca.

2. Scorrimento viscoso

A differenza di quanto concerne gli acciai ferritici e ferritico-bainitici (ASTM A 335 grado 11 e grado 22), per i quali l'evoluzione del danno da creep è tematica nota e consolidata da criteri di valutazione e di stima della vita residua [22-23], il meccanismo di formazione e propagazione del creep non è stato ancora del tutto definito per le leghe usate nelle fornaci di reforming e non è stata ancora sviluppata una metodica universale per la valutazione del danno. In letteratura alcuni autori [13,24] riportano che esso nasce e si propaga a partire dalle pareti interne dei tubi catalitici. E' stato anche proposto [13] un criterio di valutazione del danno sulla falsariga di quello di Neubauer: come si vede in figura 2, assegnato al materiale integro il grado A, il fenomeno si manifesta all'inizio con cavità isolate (grado B) che compaiono dapprima nel primo terzo del tubo (a partire dalla superficie interna), per poi estendersi anche al 50% della sezione (grado C); la comparsa di microcricche radiali nel primo terzo implica un aggravarsi della situazione (grado D), che infine si esacerba con formazione di vere e proprie cricche (grado E), che possono interessare fino ai due terzi dello spessore.

Altri autori [25-26] hanno riscontrato sperimentalmente un andamento simile, mostrato in figura 3. Le cavità iniziano a comparire vicino alla superficie interna, ma senza interessare la fascia di materiale proprio a ridosso di essa, per poi propagarsi in maniera omogenea sia verso la parete interna che verso quella esterna; gli autori



hanno individuato microcricche a partire dalle 50000 ore di servizio, mentre una volta superate le 65000 ore di vita spesa il tubo in esame risultava oramai fortemente danneggiato, con microcricche sui due terzi dello spessore.

Figura 2. Criterio di valutazione del danno da creep per gli acciai ASTM A 297 grado HK, HP e simili [13].

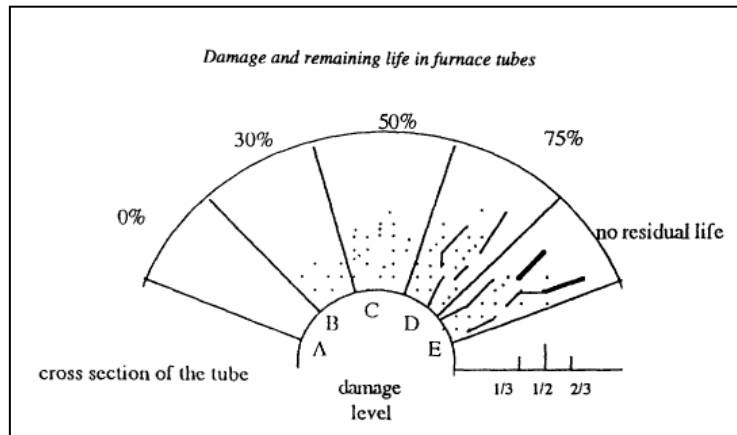


Figura 3. Criterio alternativo di valutazione del danno da scorrimento viscoso per gli acciai ASTM A 297 grado HK, HP e simili [25].

Una caratteristica importante dello scorrimento viscoso sui tubi catalitici è che può interessare porzioni limitate di materiale: questo fa sì che non sia sempre facilmente individuabile a meno di non eseguire un'indagine accurata. A volte le aree surriscaldate (hot spots) sono riconoscibili per via della loro caratteristica colorazione rossastra [27].

Quando il danno da creep è invece più avanzato, solitamente dopo le 60000 ore di servizio, si può riscontrare un'apprezzabile deformazione dei tubi, che possono arcuarsi notevolmente per tutta la loro lunghezza, oppure rigonfiarsi localmente, a volte presentando anche micro e macro-cricche o vere e proprie spaccature nelle zone maggiormente deformate [27].

3. Evoluzione microstrutturale

La prolungata attività in esercizio provoca una graduale evoluzione della microstruttura attraverso reazioni chimiche di precipitazione e trasformazione a carico delle seconde fasi originariamente presenti nella matrice [18-21]. Ciò comporta un graduale abbassamento delle caratteristiche fisiche e meccaniche del materiale [13]. Di tale comportamento viene tuttavia tenuto conto in fase di progettazione, cosicché l'invecchiamento in sé non è considerato un danno grave. D'altra parte, poiché altera la composizione chimica e la distribuzione degli elementi di lega nella matrice, essa può rendere più vulnerabile il materiale ad altri fenomeni di danneggiamento, come lo scorrimento viscoso, la corrosione e la carburizzazione [19-20, 28-30].

In figura 4 sono riportate alcune micrografie - eseguite presso il laboratorio III del DIT in occasione di studi di ricerca e failure analysis - di sezioni radiali di tubi catalitici in cui si può osservare il materiale a differenti stadi di evoluzione microstrutturale.

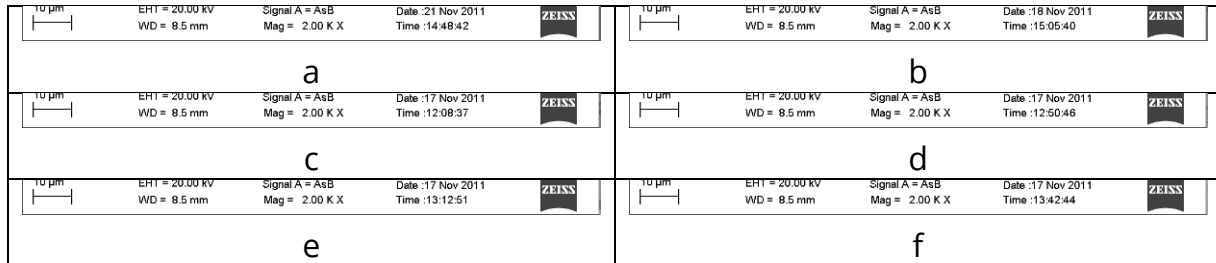


Figura 4. L'evoluzione della microstruttura in alcuni campioni provenienti da tubi catalitici: (a) stadio I; (b) stadio II (c) stadio III; (d) stadio III-IV; (e) stadio V; (f) stadio VI. Sezioni radiali, micrografie SEM su provini as polished.

Materiale proveniente da studi condotti dagli autori presso Inail - DIT - Laboratorio III.

Studi mirati, effettuati su campioni metallici invecchiati artificialmente, hanno permesso di delineare [13] con ragionevoli approssimazioni i vari fenomeni di invecchiamento e degrado microstrutturale a cui possono andare incontro le leghe usate per i tubi catalitici: precipitazione di carburi secondari di cromo, ingrossamento delle seconde fasi preesistenti e precipitazione di nuove fasi (G-phase) a spese del carburo di niobio [18-20]. Il ruolo principale nel quadro di evoluzione della microstruttura è rivestito dalla temperatura, mentre il tempo risulta meno influente, pertanto, a determinare l'invecchiamento del materiale non sarà tanto la lunghezza dell'esposizione ma più che altro il livello raggiunto dalla temperatura in esercizio.

Per temperature di parete inferiori a 600°C (stadio I) non si assiste ad alterazione della morfologia delle seconde fasi. Fra 600°C e 700°C (stadio II) i carburi primari (interdendritici) si aggregano e si ha una precipitazione di carburi secondari (di forma sferica o aghiforme) all'interno del grano. Nell'intervallo 700-800°C (stadio III) l'evoluzione si fa più accentuata: si registra infatti un forte ingrossamento dello scheletro di carburi primari, accompagnato dalla trasformazione del carburo di Nb in G-phase, mentre prosegue la precipitazione dei carburi secondari, che però rimangono di piccole dimensioni e finemente dispersi all'interno del grano.

Fra 800°C e 900°C (stadio IV) la morfologia dei carburi primari non varia rispetto allo stadio precedente, mentre i carburi secondari si aggregano tra loro diminuendo di numero, ma aumentando di dimensioni. Questa tendenza diviene ancora più accentuata (stadio V) se il materiale è esposto a temperature tra 900°C e 1000°C, mentre sopra i 1000°C (stadio VI) i carburi secondari scompaiono disciogliendosi nella matrice e la G-phase si decompone in carburo di Nb e restituisce Ni e Si alla matrice, cosicché la microstruttura ricorda molto il materiale non esercito.

4. Carburizzazione

Durante il processo di steam reforming è possibile avere un deposito di carbonio (coking) sulla superficie interna dei tubi (figura 5); ciò può accadere in seguito a piccole oscillazioni rispetto alle esatte concentrazioni dei reagenti o in seguito ad avvelenamento del catalizzatore [2,31].

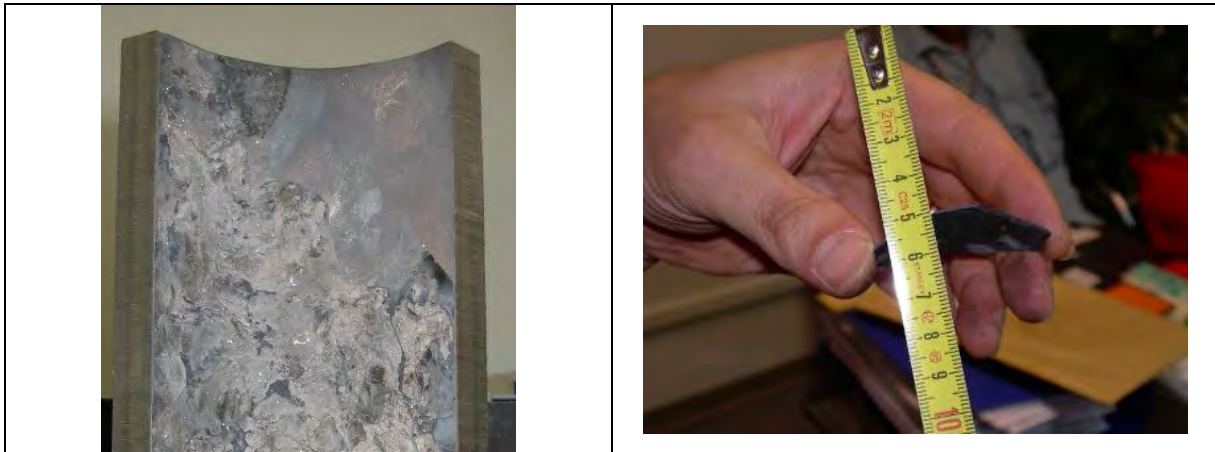


Figura 5. A sinistra: tubo catalitico con depositi di coke sulla superficie interna. A destra: scaglia di coke recuperata dai depositi lungo le pareti del tubo. Materiale proveniente da studi condotti dagli autori presso Inail - DIT - Laboratorio III. [14,19-20]

La presenza di depositi di coke sulla superficie interna influisce negativamente sulle prestazioni del tubo in quanto comporta la disattivazione del catalizzatore, causa una riduzione dello scambio termico tra metallo e fluido di processo riducendo le rese, fa innalzare la temperatura di pelle dei tubi causando locali surriscaldamenti ed infine favorisce la penetrazione del carbonio nella matrice metallica, ove tale elemento si combina con gli elementi di lega (soprattutto il cromo), causando massiccia precipitazione, impoverendo la matrice stessa e rendendola estremamente vulnerabile ad attacchi corrosivi ed allo scorrimento viscoso. In casi di forte attacco, il tenore di cromo che rimane dissolto nella matrice si riduce a tal punto che il materiale, da paramagnetico, diviene ferromagnetico, trasformandosi grossomodo in una lega ferro-nichel al cui interno sono dispersi abbondantissimi carburi di cromo [19-21].

Basandosi sulla microstruttura, alcuni autori hanno proposto una classificazione del danno da carburizzazione in base alla densità e alle dimensioni dei precipitati osservabili su campioni metallografici [21]. Partendo dal grado A (materiale non carburizzato) vengono descritti tre livelli di danno crescente: carburizzazione moderata (livello B) in cui si nota una leggera coalescenza dei carburi primari e un gradiente dimensionale che aumenta lievemente man mano che ci si avvicina alla superficie interna dei tubi (che, essendo a contatto coi fluidi di processo, è solitamente l'area di accesso del carbonio nel materiale); carburizzazione intensa (livello C), in cui l'ingrossamento dei carburi presso la superficie interna è

accompagnato da un cambio di morfologia degli stessi, e si assiste anche ad una evidente precipitazione di carburi secondari; carburizzazione estrema (livello D) in cui lungo tutto lo spessore del tubo si registra una precipitazione massiccia, ed in cui, presso la superficie interna, il materiale, assume l'aspetto di un sistema bifasico, costituito da una matrice a base Fe-Ni, e da carburi di Cr fortemente ingrossati ed aggregati.

In figura 6 è riportata una panoramica a bassi ingrandimenti della sezione radiale di un tubo che ha sofferto evidente carburizzazione [19]: a sinistra (lato bulk) la microstruttura è ancora riconoscibile, con la matrice austenitica solcata da numerosi e grossi precipitati interdendritici e punteggiata da carburi secondari. Avvicinandosi alla superficie interna (a destra nella micrografia) i precipitati si fanno sempre più grossolani e la matrice tende a scomparire fino a quando, presso la superficie interna (estrema destra), il materiale cambia radicalmente microstruttura e si presenta come un sistema bifasico in cui abbondano cricche e fessurazioni. Secondo il criterio descritto in [21] si può parlare di carburizzazione estrema (livello D).

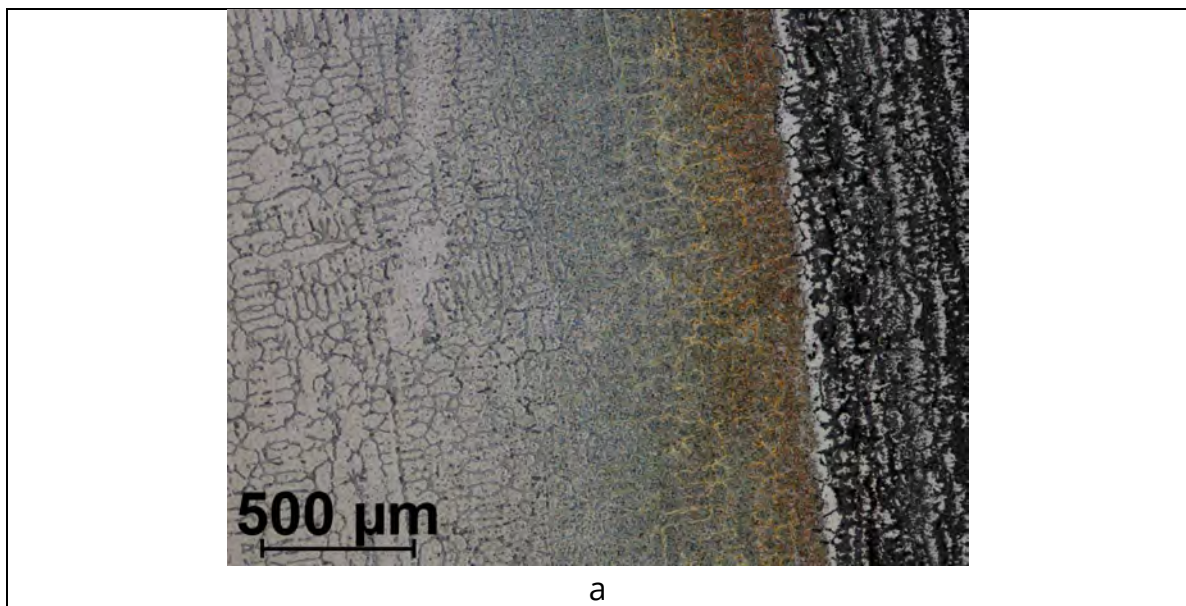


Figura 6. Carburizzazione su acciaio HP di un tubo catalitico: sezione radiale, provino attaccato con reagente di Groesbeck. Micrografia LOM eseguita presso Inail - DIT - Laboratorio III [19].

La figura 7 riporta un secondo esempio di materiale carburizzato, col danno che parte sempre dalla superficie interna e penetra nel materiale sotto forma di cricche e cavità sviluppatesi lungo le catene di carburi.

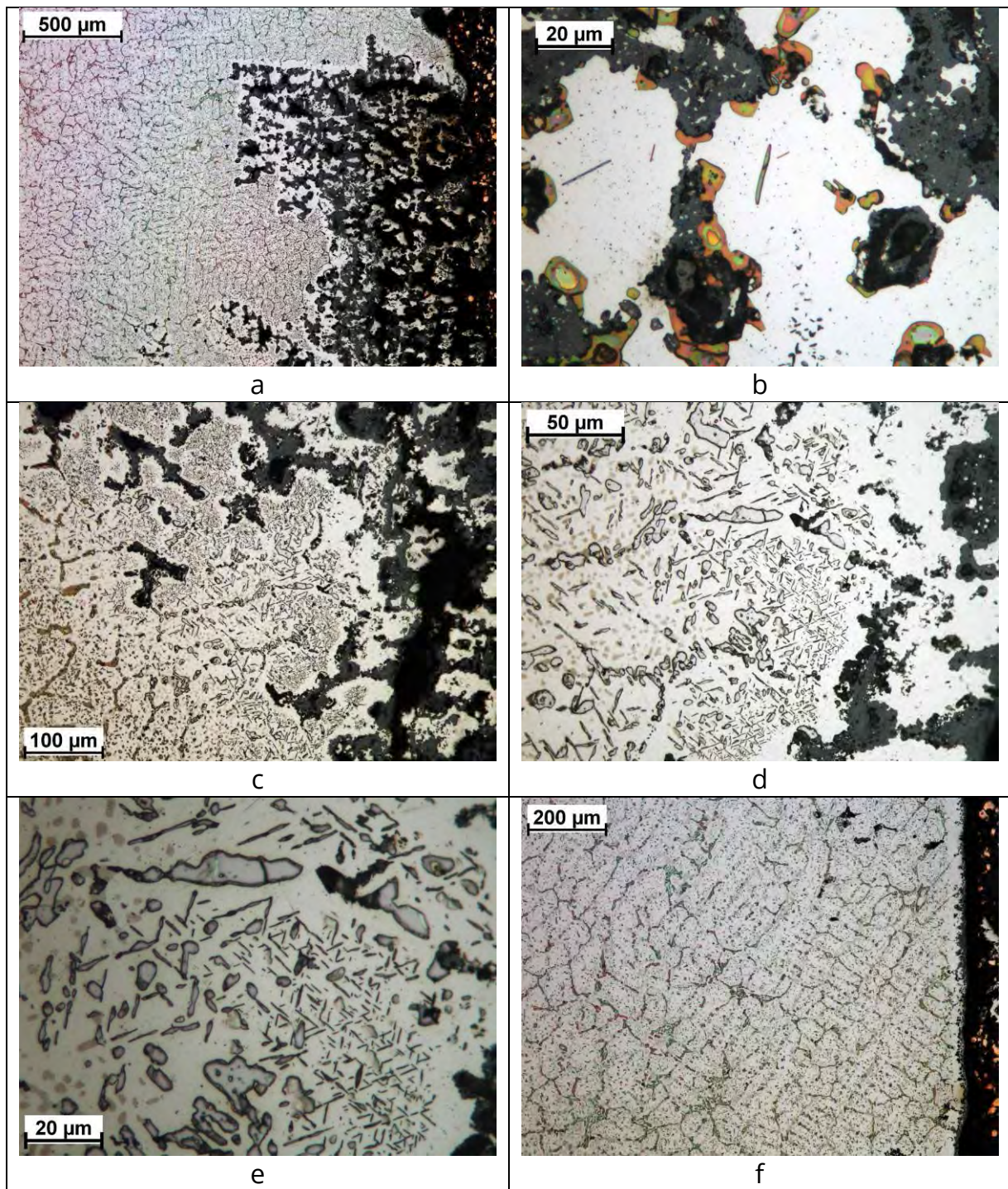


Figura 7. Carburizzazione su tubo catalitico in acciaio HP: (a) panoramica dal lato superficie interna (a destra); (b) carburizzazione avanzata sulla superficie interna; (c) (d) dettagli dei precipitati e del danno che penetra nella matrice; (e) carburi secondari aghiformi nelle zone maggiormente colpite; (f) superficie interna in una zona non danneggiata dello stesso tubo.

Micrografie LOM di sezioni radiali. Provini attaccati con reagente di Groesbeck
Eseguite presso Inail - DIT - Laboratorio III [32].

Sono evidenti gli effetti della precipitazione del cromo sulla resistenza a corrosione della matrice e sulla formazione di cavità e cricche che penetrano nel materiale. Si notano inoltre numerosi precipitati aghiformi (carburi secondari di cromo) localizzati nelle aree danneggiate. Il danno su questo tubo è presente soltanto in alcune zone, dove penetra a fondo nel materiale, mentre in altre è del tutto assente [32].

5. Metodiche di valutazione del danno

Generalmente, le condizioni effettive in cui versa un tubo di reforming durante la sua vita in servizio saranno funzione di una combinazione delle forme di danno precedentemente descritte: creep, carburizzazione, evoluzione microstrutturale. Si tratta di fenomeni di degrado che possono insorgere sia indipendentemente l'uno dall'altro, sia contemporaneamente. Non è raro che una singola forma di danno favorisca l'attacco di altre tipologie [14,19,32]: ad esempio, modifiche nella microstruttura, dovute alla precipitazione di seconde fasi, possono promuovere lo scorrimento viscoso, fungendo da centri di nucleazione delle cavità. La carburizzazione esacerba il danno da creep, ma favorisce anche la corrosione, dato che impoverisce la matrice di cromo e distrugge il film protettivo di ossido. Solitamente, quindi, le tecniche diagnostiche utilizzate per valutare le condizioni in cui versano i tubi di reforming finiscono per valutare non una specifica forma di danno, ma l'insieme e la combinazione di più forme, in cui generalmente lo scorrimento viscoso è quella più evidente e dagli effetti più pronunciati.

Tra le varie tecniche diagnostiche a disposizione degli addetti ai controlli, l'esame metallografico garantisce un'elevata affidabilità e riproducibilità sia nell'individuare la tipologia di danno, sia nel valutare il livello di degrado subito dal materiale (e la conseguente vita spesa). Alla base dei vari criteri di quantificazione del danno vi è infatti generalmente l'esame della microstruttura, come è stato illustrato nei paragrafi precedenti. Se si sceglie questo approccio investigativo, va prestata particolare attenzione al campionamento, che deve essere quanto più accurato e rappresentativo del componente nella sua interezza ed in tutto il suo sviluppo dimensionale [13,16]. Non è infatti raro che le forme più pericolose di danno limitino la propria presenza a porzioni ristrette di un componente, di solito quelle più sollecitate fisicamente o termicamente: nel caso dei tubi di reforming, dovranno scegliersi le aree in prossimità di bruciatori, le saldature e in genere tutte le zone sottoposte ai maggiori stress termici e meccanici. La preparazione del campione è un secondo aspetto critico: alcuni dettagli strutturali come cavità o precipitati molto fini possono essere rilevati in maniera chiara solo dopo accurati (e a volte ripetuti) cicli di lucidatura ed attacco metallografico [33]. Le loro dimensioni nei primi stadi di danno, peraltro, li rendono difficili da osservare in microscopia ottica cosicché l'esame al SEM si rende, se non indispensabile, almeno fortemente raccomandato.

L'esame metallografico risente purtroppo di una forte limitazione, dovuta all'impossibilità di avvalersi della metodica della replicazione. Quest'ultima, infatti, non può infatti essere applicata perché i segni di danneggiamento sulla superficie

esterna (l'unica raggiungibile per un prelievo) compaiono soltanto quando il componente è giunto a fine vita, o poco prima [13,16]. Per questa ragione, dunque, quantificare la vita spesa di una batteria di tubi di reforming mediante esame della microstruttura implicherà necessariamente un approccio distruttivo, poiché richiederà di sacrificare almeno un tubo su cui operare le varie analisi ed osservazioni microscopiche. Non è tuttavia infrequente che, in occasione di fermate, vengano rimossi due o tre tubi da destinare ad un esame approfondito delle loro condizioni: su di essi è generalmente eseguito anche l'esame metallografico, che diviene quindi parte integrante del pool di controlli effettuati su tali componenti di impianto. Solitamente, ciascun tubo sacrificato verrà campionato in più punti (per avere un quadro quanto più dettagliato su tutta la lunghezza del tubo) e si preleveranno provini dell'intera sezione trasversale, per avere contezza dello stato del materiale sia in corrispondenza della superficie, sia nel cuore del pezzo. Un approccio distruttivo di questo tipo consente inoltre di effettuare altre misure come ad esempio l'esame della durezza, indicato per evidenziare eventuali siti di carburizzazione o massiva precipitazione. Quando possibile, è inoltre vantaggioso sottoporre il tubo sacrificato anche ad un esame preliminare con i liquidi penetranti, al fine di effettuare una mappatura estesa del componente [13] ed individuare le aree maggiormente danneggiate da sottoporre ad approfondite analisi metallografiche. Le indicazioni fornite dall'esame del componente sacrificato potranno quindi essere utilizzate per migliorare le prestazioni dei componenti suoi omologhi presenti nell'impianto, adottando se necessario, le opportune strategie di prevenzione o limitazione del danno.

Notevolmente apprezzate e largamente impiegate sui tubi delle fornaci sono anche le indagini non distruttive (CND). Esse hanno l'innegabile vantaggio di non sacrificare i componenti d'impianto [24-25,34-35]. Tra i metodi più largamente usati per monitorare il danno subito dai tubi ci sono le correnti indotte e la profilometria, di cui verrà fatta una breve descrizione; altre valide tecniche adoperate sono le radiografie e gli ultrasuoni. In determinate situazioni possono essere usati anche i controlli magnetoscopici.

Il controllo a correnti indotte (eddy current) è un metodo non distruttivo basato sul principio fisico dell'elettromagnetismo [36]. Una sonda, solitamente una bobina alimentata a corrente alternata, posta in prossimità o a diretto contatto col pezzo da esaminare, genera un campo magnetico che investe il pezzo stesso. Il materiale del pezzo reagisce a sua volta al campo, generando una corrente elettrica detta corrente indotta o corrente parassita. La bobina risente dell'effetto della corrente indotta e registra una risposta a livello di impedenza del circuito, che, in assenza di difetti, farà registrare un determinato valore. Eventuali discontinuità presenti, sulla superficie del pezzo o al suo interno, influenzano l'intensità ed il percorso delle correnti indotte e conseguentemente vanno a modificare l'impedenza del circuito, la cui variazione sarà misurabile e associabile quindi alla presenza di difettosità.

Riguardo alle ispezioni sui tubi catalitici, questo metodo risulta particolarmente valido e versatile per individuare discontinuità associate in particolare alla geometria del componente, come cricche, deformazioni, inclusioni o variazioni dello spessore. Più in generale il metodo a correnti indotte permette di rilevare anche la minima disomogeneità di un materiale conduttore, sia essa determinata da variazione di tipo geometrico, elettrico o magnetico. In condizioni ottimali è possibile rilevare difetti fino a 30 μm . Un vantaggio della tecnica è che non prevede contatto, per cui non è richiesta una preparazione preliminare delle superfici e dei componenti da monitorare. Un'ulteriore caratteristica del metodo a correnti indotte, che ne rende molto vantaggioso l'utilizzo è la sua relativa economicità (strumenti poco costosi e manutenzioni ridotte).

Un'altra promettente strategia di valutazione del danno sui tubi di reforming mediante CND prende spunto dalla loro deformazione: le alte temperature a cui sono sottoposti possono comportare infatti un fenomeno di ovalizzazione dei tubi, che viene monitorato mediante lettura in continuo a mezzo laser del diametro interno (Laser Optic Tube Inspection System, o metodo LOTIS). Una sonda laser rotante (1500 rpm) viene inserita all'interno di un tubo catalitico e percorrendolo genera una mappa della superficie interna, misurando il diametro interno (D_{in}) del tubo stesso, con un'elevata risoluzione (si parla di valori intorno a 0.5 μm). Noto il diametro nominale (D_{out}), la deformazione (ε) può essere misurata con una precisione inferiore allo 0,5% e viene calcolata con una formula semplice [37]:

$$\varepsilon = (D_{in} - D_{out}) / D_{out}$$

Si sceglie quindi un valore soglia di deformazione, di solito in base all'esperienza già accumulata sull'impianto: se un tubo presenta ε superiore a tale soglia viene dismesso, altrimenti resta in servizio fino al successivo ciclo di controlli.

Quando un componente viene dismesso in seguito all'esito di CND, può essere vantaggioso eseguire su di esso un'analisi con le consuete tecniche distruttive (prove meccaniche ed analisi metallografiche) [19-20, 37-38]. I riscontri ottenuti con queste analisi sono in grado di definire con grande accuratezza lo stato del materiale e consentono di stimare con ragionevole fiducia la vita residua del componente.

L'impegno sinergico di più tecniche è senza dubbio la strategia più promettente: solitamente si esegue un primo esame sui tubi mediante controlli non distruttivi e in funzione delle evidenze risultanti si fornisce una stima del danno e della vita residua. I componenti che risultano danneggiati vengono rimossi e analizzati con tecniche distruttive, in modo da identificare e caratterizzare il danno. I risultati delle prove distruttive sono poi utilizzati per corroborare e/o validare il criterio di selezione sviluppato col metodo non distruttivo e concorrono al suo continuo sviluppo ed affinamento.

L'insieme dei dati ottenuti dalle varie metodologie di indagine viene quindi usato per implementare programmi di gestione dell'impianto, in grado di elaborare analisi statistiche. Vengono monitorate le proprietà del materiale, insieme con i parametri di processo e si effettua in parallelo la stress analysis; si ottengono infine risultati che

forniscono con buon grado di confidenza le probabilità di rottura dei tubi dopo un determinato numero di ore in servizio [25].

6. Le attività di ricerca e verifica dei laboratori Inail nel settore

Da quando sono state installate e attivate le prime fornaci di steam reforming sul territorio italiano, Inail (e prima ancora Ispesl) non ha fatto mancare il suo supporto a livello di autorizzazione all'esercizio, fitness for service, analisi dei guasti e ricerca applicata. Il personale del DIT effettua collaudi presso gli stabilimenti di produzione esteri in cui vengono fabbricate membrane e pezzi di ricambio per forni di cracking e di reforming, come ad esempio tubi centrifugati, curve fuse, pezzi a Y fusi, coni, flange e pezzi a T centrifugati in verticale, collettori.

Da un punto di vista formale, non essendo i materiali in questione compresi nella Raccolta M, il fabbricante procede con una richiesta di autorizzazione all'impiego presso L'Inail; l'autorizzazione viene discussa all'interno del Comitato Tecnico Materiali e Collegamenti delle Attrezzature a Pressione, previo invio di scheda di accettazione. Per valutare la conformità al processo di fabbricazione della ditta l'ispettore Inail in primis controlla presso il laboratorio del fabbricante che i risultati delle prove meccaniche eseguite sui provini abbiano valori accettabili. Successivamente esegue il controllo visivo, dimensionale, la lettura radiografica delle saldature, procede col test dei liquidi penetranti sulle saldature e presenza alla prova idraulica finale in pressione sulle componenti da esaminare. In ultimo, se ogni test ha successo, appone data e punzone Inail sulle membrane dei pezzi di ricambio, che possono quindi venire utilizzate.

Per quanto concerne le riparazioni e quant'altro si rende necessario durante la vita in servizio di un impianto, le unità territoriali hanno fornito (e continuano tutt'ora a fornire) il loro supporto alle realtà industriali valutando studi di fitness for service.

L'attività di ricerca dell'Istituto, inoltre, si è spesso concentrata sullo studio dei materiali impiegati per la costruzione di tubi di reforming. Sono stati effettuati dei case studies su alcuni componenti eserciti, dismessi in occasione di fermate di impianto, che hanno consentito di determinare le cause di rottura o di riduzione delle prestazioni che avevano portato alla loro dismissione [14,19,32]. In altre occasioni sono stati studiati materiali, sia nuovi che eserciti, per caratterizzarli dal punto di vista chimico e metallurgico, studiando come la struttura e le proprietà meccaniche variassero in funzione della vita spesa e della composizione chimica [20]. Esaminando i parametri di processo e le procedure di manutenzione/pulizia fornite dagli impianti è stato inoltre possibile determinare quali condizioni fossero più conservative e quali pratiche più vantaggiose nel mantenere i tubi in condizioni di efficienza e sicurezza per lungo tempo [14,19].

Bibliografia

[1] Larsen J.; Radtke K.; Ruthardt K. "Hydrogen Trends" Hydrocarbon Engineering, November 2005, pp. 41-46.

- [2] De Silveira, T.L.; Le May, I. "Reformer furnaces: materials, damage mechanisms, and assessment" *The Arabian Journal for Science and Engineering* 31, 2006, vol.31, 99-119.
- [3] Ruthardt, K.; Smith, M.; von Trotha, T. "Reliability and Availability-Integrated hydrogen production schemes for refineries" 2nd Iran Oil Refining Forum Tehran, Iran 11 – 12 October 2008.
- [4] ASM Handbook N° 9 "Metallography and Microstructures" 2004 ASM International
- [5] Schillmoller, C.M. "Solving high temperature problems in oil refineries and petrochemical plants" *Chemical Engineering*, 1986 vol. 93. p 83-87.
- [6] Schillmoller, C.M; Van Der Bruck, U.W. "Furnace alloys update" *Hydrocarbon Proc.* 1984 vol. 63 p. 55-59.
- [7] Parks, S.B.; Schillmoller, C.M "Use alloys to improve ethylene production" *Hydrocarbon Proc.* 1996 vol. 75 p. 53-60.
- [8] De Almeida, L.H.; Ribeiro, A.F.; Le May, I. "Microstructural characterization of modified 25Cr-35Ni centrifugally cast steel furnace tubes" *Mater. Charact.* 2003 vol. 49 p. 219-229.
- [9] Barbabela, G.D.; De Almeida, L.H.; Da Silveira, T.L.; Le May, I. "Role of Nb in modifying the microstructure of heat-resistant cast HP steel" *Mater. char.* 1991; vol. 26 p. 193-197.
- [10] De Almeida Soares, G.D.; De Almeida, L.H.; Da Silveira, T.L.; Le May, I. "Niobium addition in HP heat resistant cast stainless steels" *Mater. Charact.* 1992 vol. 29 p. 387-396.
- [11] Ibañez, R.A.P.; De Almeida Soares, G.D.; De Almeida, L.H.; Le May, I. "Effects of Si content on the microstructure of modified-HP austenitic steels" *Mater. Charact.* 1993 vol. 30 p. 243-249.
- [12] "Calculation of Heater-Tube Thickness in Petroleum Refineries", API Recommended Practice 530, 3rd Edition, American Petroleum Institute, Washington, DC, 1988.
- [13] Le May, I.; Da Silveira, T.L.; Vianna, C.H. "Criteria for the evaluation of damage and remaining life in reformer furnace tubes". *Int. J. Pres. Ves. & Piping*. 1996 vol. 66 p. 233-241.
- [14] Alvino, A.; Mazzocchi, V.; Delle Site, C.; Giacobbe, F.; "Influenza delle condizioni di esercizio sul degrado di tubi in acciaio per impieghi ad alte temperature nell'industria petrolchimica" Giornate Nazionali sulla Corrosione e Protezione, Udine 24-26 giugno 2009.
- [15] Hendrix, D.E. "Cast tube alloy performance in an ethylene pyrolysis test heater" *Mater. Perform.* 1999, vol. 38, p. 66-71.

- [16] Swaminathan, J.; Guguloth, K.; Gunjan, M.; Roy, P.; Ghosh, R. "Failure analysis and remaining life assessment of service exposed primary reformer heater tubes" *Eng. Fail. Anal.* 2008, vol. 15, p.311-331.
- [17] Voicu, R.; Andrieu, E.; Poquillon, D.; Furtado, J. ; Lacaze, J. "Microstructure evolution of HP40-Nb alloys during aging under air at 1000 °C" *Mater. Charact.* 2009 vol. 60 p. 1020-1027.
- [18] Ribeiro, A.F.; Tavares Borges, R.M.; De Almeida, L.H. "Phase transformation in heat resistant steels observed by Stem. (NbTi)C – NiNbSi (G-Phase)" *Acta Microscopica* 2002 vol. 11 p. 59-63.
- [19] Alvino, A.; Lega, D.; Giacobbe, F.; Mazzocchi, V.; Rinaldi, A. "Damage characterization in two reformer heater tubes after nearly 10 years of service at different operative and maintenance conditions" *Eng. Fail. Anal.* 2010, vol. 17, p. 1526-1541.
- [20] Alvino, A.; Ramires, D.; Tonti, A.; Lega, D. "Influence of chemical composition on microstructure and phase evolution of two HP heat resistant stainless steels after long term plant-service aging" *Mater. High Temp.* 2014 31 2-11.
- [21] Da Silva, I.C.; Da Silva, R.S.; Rebello, J.M.A.; Bruno, A.C.; Silveira, T.F.; "Characterization of carburization of HP steels by non destructive magnetic testing" *NDT&E International* 2006 vol. 39, p. 569-577.
- [22] Neubauer, B.; Wedel, V. "Restlife estimation of creeping components by means of replicas" In *ASME International Conference on Advances in Life Prediction Methods*, eds D.A. Woodford & J.R. Whitehead, ASME, New York, 1983 353-356.
- [23] Linea Guida Ispesl S.6 LG V1, Linea guida raccomandata per la valutazione della vita residua di componenti eserciti in regime di scorrimento viscoso.
- [24] Gommans, R.J. "Life Assessment and Inspection Techniques in Reformer Furnaces". 6th Schmidt + Clemens Group Symposium Bali 2002.
- [25] Mateša, B.; Bodenberger, R.; Sachs, B.P.; Pecić, V. "Non-destructive testing in predicting of processing furnace remaining life" *NDT for Safety* 2007, 7-9 November, Prague (CZ)
- [26] Jaske, C.E.; Simonen, F.A.; Roach, D.B. "Predict reformer furnace tube life" *Hydrocarbon Proc.* 1983, January, p. 63-66.
- [27] Singh, R.; "Residual Life Assessment of Reformer Tubes" NDE 2017 Conference & Exhibition of the Indian Society for NDT (ISNT) Chennai, TN, India, 14-16 December 2017.
- [28] Gong, J.M.; Tu, S.T.; Yoon, K.B. "Damage assessment and maintenance strategy of hydrogen reformer furnace tubes" *Eng. Fail. Anal.* 1999, vol. 6 (3), p. 143-153.

- [29] Liu, C.J.; Chen, Y. "Variation of the microstructure and mechanical properties of HP 40 Nb hydrogen reformer tube with time at elevated temperature". *Mater. Design* 2011, vol. 32, p. 2507-2512.
- [30] Dao, V. H.; Song, J. S.; Kim, J. Y.; Yoon, K. B. "Creep deformation characteristics of microalloyed HP40Nb steel at 950°C" *J. Mech. Sci. Technol.* 2019 vol.33 (10) 4813-4821
- [31] Ruthardt, K.; Radtke, K.R.; Larsen, J. "Hydrogen trends" *Hydrocarbon Eng.* 2005, vol.November.
- [32] Alvino, A.; Antonini, A.; Lega, D.; Mennuti, C.; Tonti, A. "Damage characterization of heat resistant steels after long service in reforming plants" ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference, Vancouver, British Columbia, Canada 17-21 luglio 2016.
- [33] De Silveira, T.L.; Le May, I.; "Effects of metallographic preparation procedures on creep damage assessment" *Mater. Charact.* 1992 vol. 28 p. 75-85.
- [34] Das, G.; Dutta, D.; Boral, K.; Seal, G.; "Advanced NDTs for Inspection of Catalyst Tubes of Reformer Furnace" Asia Pacific Conference on Non-Destructive Testing (14th APCNDT), Mumbai, India, November 18-22, 2013. e-Journal of Nondestructive Testing Vol. 19(2).
- [35] Shannon, b.; Jaske, C.; "A Comprehensive Approach to Reformer Tube Inspection and Assessment" Second Middle East Nondestructive Testing
- [36] Nondestructive Testing Handbook, Vol. 5: Electromagnetic Testing (ET), 3rd ed. ASNT International.
- [37] Guglielmino, E.; Pino, R.; Servetto, C.; Sili, A. "Damage investigation on welded tubes of a reforming furnace" *La Metallurgia Italiana* 2015 vol. gennaio, 53-58.
- [38] Bonaccorsi, L.; Guglielmino, E.; Pino, R.; Servetto, C.; Sili, A. "Damage analysis in Fe-Cr-Ni centrifugally cast alloy tubes for reforming furnaces", *Eng. Failure Anal.* 2014, vol. 36, 65-74.

Utilizzo di dispositivi mobili per l'attività di monitoraggio dello stato degli impianti

A. Mura, A. Rubinato, M. De Martin, M. Bonetto, D. Realdon

Antea S.r.l.

Abstract

La memoria ha come obiettivo la presentazione e l'analisi delle possibilità di utilizzo di dispositivi mobili per l'esecuzione di attività di monitoraggio delle attrezzature d'impianto.

Tali strumenti, che attraverso specifiche applicazioni permettono la connessione istantanea ad un database integrato per la gestione dei dati di Asset Integrity (Integrity Data Management System), offrono grandi potenzialità in termini di ottimizzazione del lavoro e di risparmio di tempi e costi.

A dimostrazione di ciò esiste già qualche applicazione pratica presso clienti nel settore petrolchimico, di cui non vengono citati i dettagli per questioni di privacy. Tuttavia, l'intera memoria trae ampio spunto da questi casi pratici.

Questi sono gli obiettivi principali che si vogliono raggiungere con l'utilizzo di soluzioni mobile:

- Identificazione immediata delle attrezzature attraverso l'utilizzo di QR Code.
- Accesso ad informazioni (dati di progetto, dati ispettivi, modelli 3D, risultati di analisi di rischio e altro) e documenti (disegni costruttivi, isometrici, certificati e altro) fondamentali all'esecuzione delle attività direttamente dal campo.
- Inserimento on site di dati, di risultati di controlli/verifiche/ tarature e di anomalie per avere una valutazione immediata dei risultati.

Oltre alla descrizione delle singole applicazioni sviluppate, verranno proposti i workflow operativi e le modalità di lavoro anche in base all'esperienza dei progetti operativi esistenti.

Inoltre, verranno inserite delle note sulla scelta degli apparecchi ATEX disponibili sul mercato.

Infine, verranno presentati ulteriori piani di sviluppo di applicazioni al fine di incrementare le aree di gestione coinvolte e di ottimizzazione attraverso l'utilizzo di applicazioni mobile.

Ovviamente tali strumenti di integrazione forniscono risultati ottimali a condizione che vengano identificati e rispettati dei workflow procedurali adeguati.

Keywords: mobile device, mobile applications, asset Integrity.

1. La piattaforma attuale

L'attuale piattaforma è un software che ha come obiettivo la gestione dell'integrità di tutte le attrezzature presenti in un impianto.

Sviluppata per consentire l'accesso direttamente dal web, è in grado di integrare la gestione delle attività ispettive e manutentive secondo metodologia/procedura RBI (Risk-Based Inspection) con grafiche interattive di navigazione 2D per la documentazione d'impianto e 3D per la consultazione del digital twin dell'impianto, attraverso modelli 3D e acquisizioni da laser scanning.

La struttura del software, come rappresentato nello schema di Fig. 1, è composta da una sezione centrale di Asset Management e da moduli di dettaglio che permettono la gestione specifica di determinate tipologie di attrezzatura (apparecchiature a pressione, tubazioni, attrezzature elettriche e strumentali, pipeline, strutture e altro).

Tale struttura assicura una gestione centralizzata ed integrata dei dati provenienti da fonti diverse, ma anche una gestione dettagliata di funzionalità peculiari a certe categorie di attrezzature.

A tale scopo sono stati inseriti moduli di calcolo specifici che aiutano gli analisti ad effettuare valutazioni tecniche sulla base di dati reali ed aggiornati.

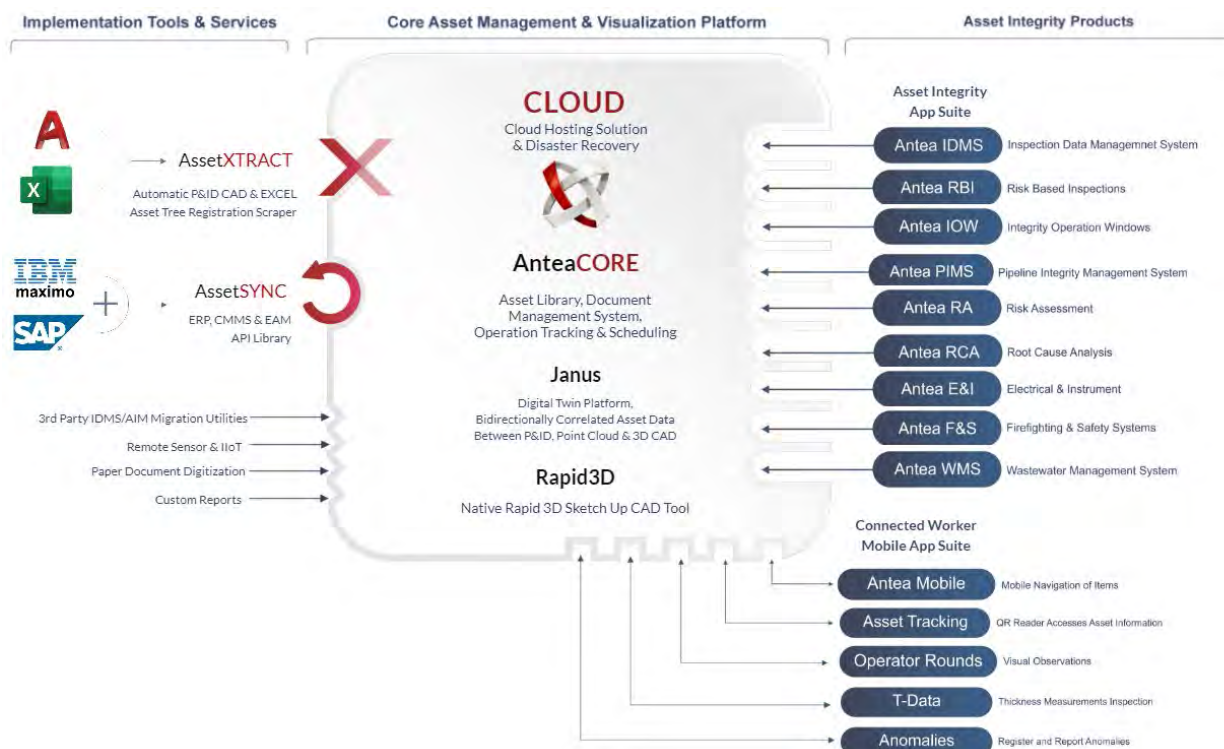


Figura 1. Struttura della Piattaforma

2. Le applicazioni mobile

Le applicazioni mobile, indicate nella parte bassa a destra dello schema, consentono di accedere comodamente ai moduli della piattaforma tramite telefono o tablet. Funzionalità come visualizzare la struttura gerarchica delle attrezzature, la loro documentazione, il loro stato, schemi 2D e la posizione dell'elemento sulla nuvola di punti forniscono importanti strumenti per supportare i tecnici sul campo. Inoltre, il poter localizzare la posizione delle attrezzature ed inserire le attività ispettive e manutentive quando vengono fatte, consente di risparmiare il tempo di inserimento dati in ufficio e di averli a disposizione tempestivamente.

La filosofia adottata per le applicazioni mobile è quella di averne varie a scopo e funzionamento semplificato ma connesse fra di loro. Per effettuare un'attività specifica si dovrà scegliere l'applicazione giusta ma si potrà passare facilmente da un'applicazione all'altra. Ad esempio, utilizzando l'applicazione "Asset Tracking" è possibile riconoscere il QR Code di un'attrezzatura e aprire l'applicazione "Mobile" direttamente nella sezione che contiene tutte le informazioni di quella specifica attrezzatura.

Di seguito la lista delle applicazioni con lo scopo e lo stato:

- Mobile. Scopo: consultazione dati. Stato: Disponibile.
- Asset Tracking. Scopo: identificazione tramite QR Code e geolocalizzazione. Stato: Disponibile.
- Operator Rounds. Scopo: inserimento ispezioni descrittive. Stato: Disponibile.
- T-Data. Scopo: inserimento ispezioni spessimetriche. Stato: Disponibile.
- Anomalies. Scopo: inserimento anomalie. Stato: In produzione.

Di seguito queste applicazioni verranno descritte nel dettaglio.

2.1 Mobile

Mobile consente la ricerca e l'individuazione di tutte le attrezzature dello stabilimento in base alla gerarchia creata. Per ciascuna di esse si possono visualizzare facilmente dati, allegati tecnici, risultati di ispezioni, analisi dei dati, date di scadenza e altro ancora.

Ad esempio, la possibilità di consultare i dettagli di un disegno costruttivo oppure il trend di corrosione nel dispositivo mentre si sta eseguendo un'ispezione o qualsiasi altra attività ad un'attrezzatura fornisce un valore aggiunto di grande valore, sia in periodi di gestione routinaria dell'impianto che durante i periodi di fermata.

Inoltre, la possibilità di consultare interattivamente sia gli schemi di processo che il modello 3D consente di effettuare anche altre tipologie di verifica rivolte anche all'area ingegneristica oltre che a quella ispettiva e manutentiva.

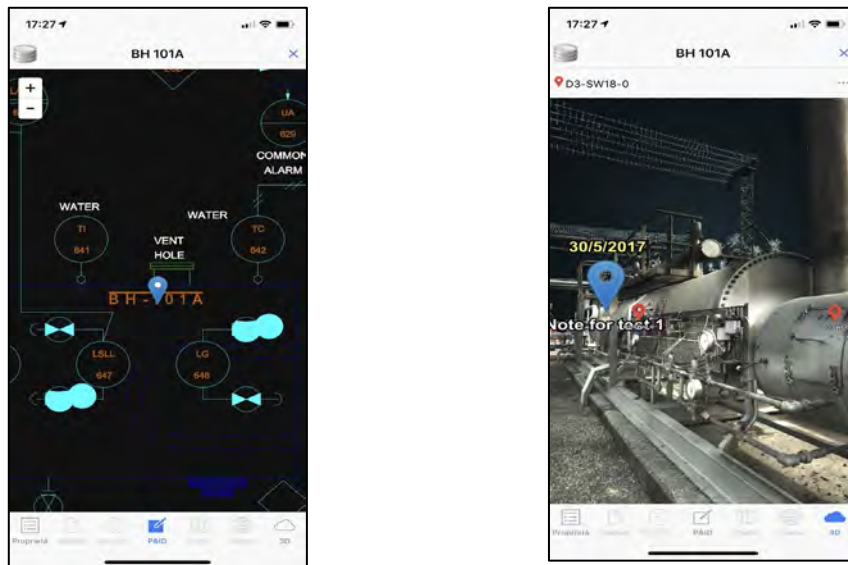


Figura 2. Esempio di visualizzazione dati da Mobile

2.2 Asset Tracking

L'applicazione consente di abbinare a ciascuna attrezzatura presente in impianto uno specifico QR Code e di riconoscerla successivamente in campo. Sarà possibile identificarla in impianto e quindi posizionarla in una pianta geo-referenziata, ottenendo così delle informazioni logistiche utilizzabili per pianificare le ispezioni.

Infine, il riconoscimento attraverso QR Code in campo consente di minimizzare i tempi di ricerca dell'attrezzatura e quindi della documentazione da consultare nell'applicazione mobile descritta nel precedente capitolo (Mobile) e in quelle che riguardano l'attività ispettiva che verranno descritte di seguito.

Ovviamente, affinché tale procedura possa funzionare, è necessario avere a disposizione dei QR Code fisici da posizionare sulle attrezzature o in prossimità di esse.

Gli step di lavoro da seguire per usufruire delle funzionalità di questa applicazione sono:

- Assegnazione e posizionamento dei QR Code univoci sulle attrezzature.
- Associazione di ciascun QR Code alla specifica attrezzatura.
- Individuazione in campo dell'attrezzatura e assegnazione delle coordinate GPS.
- Utilizzo dell'applicazione per individuazione delle attrezzature in campo per attività ispettive e manutentive.



Figura 3. Esempio di utilizzo di Asset Tracking

2.3 Operator Rounds

Operator Rounds è stata progettata per poter inserire i rapporti delle ispezioni visive e delle attività manutentive direttamente dal campo.

Questo tipo di operazioni, di carattere descrittivo, permettono di accedere a una semplice scrittura di un testo oppure di avere a disposizione vere e proprie checklist strutturate. Queste ultime possono far riferimento alle checklist di ispezioni da standard, come ad esempio quelle fornite dalle norme API 510 [1], API 570 [2] e API 563 [3] relativamente ad attrezzature a pressione, piping e serbatoi atmosferici, oppure essere personalizzate in base alle necessità. Possono essere create, ad esempio, delle checklist di manutenzione adattate in base alle tipologie di attrezzature (jobcard).

La procedura operativa prevede i seguenti step:

- Dalla piattaforma centrale l'utente pianificatore assegnerà le attività in programma ai diversi ispettori, ciascuno dei quali avrà una propria utenza con cui accedere alle app.
- Ciascun ispettore avrà tutta la lista delle attività che dovrà eseguire nel proprio tablet.
- A mano a mano che le attività di campo procederanno, sarà possibile inserirle con il dispositivo mobile.

Ovviamente i dati sulla piattaforma saranno accessibili immediatamente se la rete internet in campo è disponibile; oppure al rientro in ufficio nel caso contrario.

Esiste anche la possibilità di consultare gli applicativi offline, con necessaria operazione di backup preliminare. A seconda delle politiche di inserimento dati e allegati nel sistema, potrebbe essere necessaria la disponibilità di molta memoria nei dispositivi, per questo è stato pensato ad un sistema di backup parziale limitato alle attrezzature di interesse.

Oltre a dati testuali e alla selezione di checkbox di esecuzione delle attività, sarà possibile acquisire fotografie e registrazioni audio direttamente con i dispositivi. Queste immagini e audio verranno allegate direttamente all'operazione della piattaforma.

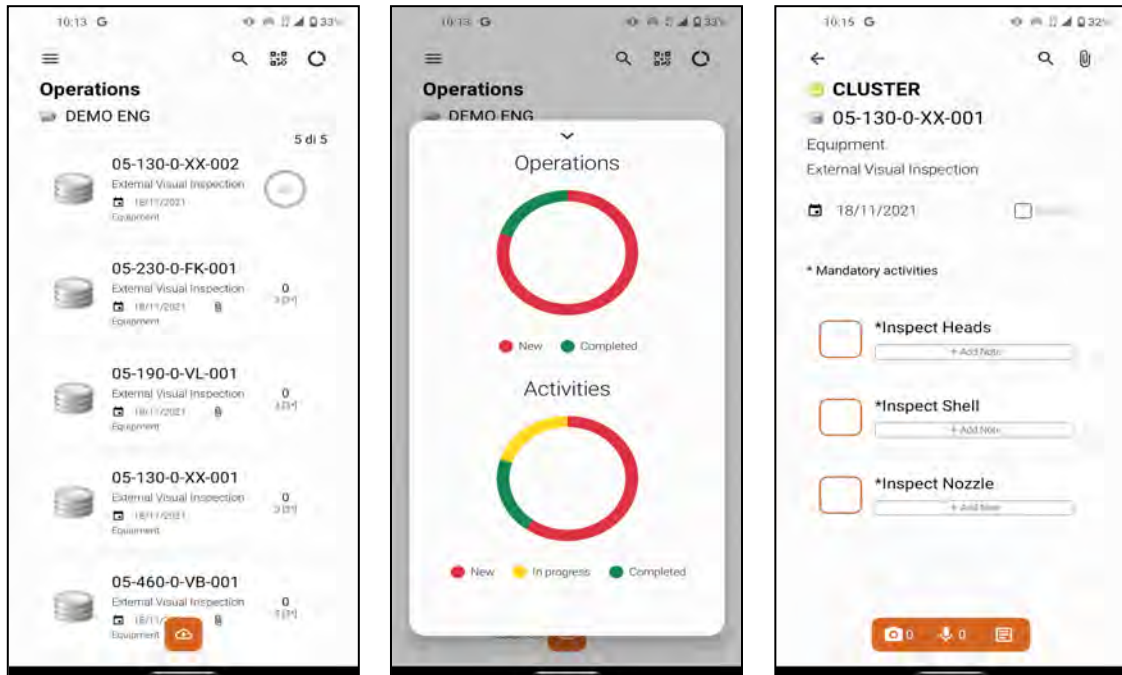


Figura 4. Schermate di Operator Rounds

2.4 T-Data

L'applicazione "T-Data" è stata progettata per fornire supporto nella fase di svolgimento dei controlli dello spessore. Al pari di "Operator Rounds", è possibile inserire nella piattaforma i risultati dell'indagine nel momento in cui viene eseguita. La possibilità di accedere direttamente ai dati di spessore è di inestimabile valore, soprattutto durante i periodi di fermata. Infatti, nella piattaforma centralizzata, a mano a mano che vengono inseriti i valori di spessore, vengono aggiornati automaticamente i dati di trend di corrosione e di vita residua.

Nei periodi di fermata i tempi di stallo hanno un valore molto importante: per questo motivo, avere i dati a disposizione, essere supportati con la loro analisi e il decidere tempestivamente e in sicurezza è di fondamentale importanza.

La procedura operativa di utilizzo è la stessa dell'applicazione "Operator Rounds", descritta precedentemente.

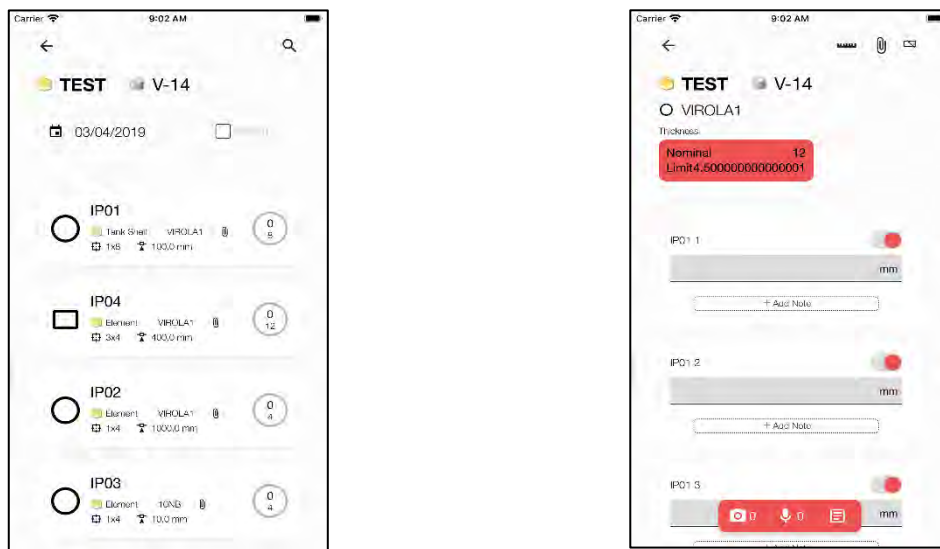


Figura 5. Esempio di visualizzazione dati da T-Data

2.5 Anomalies

L'applicazione consente di inserire anomalie che possono essere rilevate sulle attrezzature d'impianto sia durante la normale attività ispettiva (utilizzando come supporto "Operator Rounds" e "T-Data"), sia durante delle ronde dedicate.

L'applicazione funziona in modalità online e offline.

Quando un utente esegue un'Operazione (tramite le altre due applicazioni), può dichiarare delle anomalie riscontrate durante l'esecuzione dell'Operazione. Da Operator Rounds e T-Data è possibile avviare questa applicazione passando le informazioni sull'operazione in corso. La nuova applicazione chiede i dettagli dell'Anomalia e la carica server-side, associata all'Operazione.

La nuova applicazione può essere utilizzabile anche da Mobile, nel caso in cui l'utente voglia creare Anomalie a prescindere dalle Operazioni.

3. Workflow ottimale

Il workflow proposto contempla la pianificazione e l'assegnazione delle attività ispettive e manutentive nella piattaforma centrale e l'utilizzo di tutte le applicazioni mobile descritte in precedenza.

Innanzitutto, è necessario avere a disposizione un asset register aggiornato e avere tutti i dati a disposizione. Un'attività utile in tal senso è l'effettuazione del censimento delle attrezzature d'impianto attraverso l'applicazione "Asset Tracking".

Di queste attrezzature può essere valutato lo stato d'integrità e di conseguenza definire i piani ispettivi.

La prima fase per l'utilizzo delle applicazioni mobile è l'assegnazione delle varie attività ai diversi operatori dalla piattaforma. Le attività verranno scaricate in automatico nei device di ogni operatore che avrà così a disposizione la lista delle attività da eseguire.

Se in campo sono apposti i QR code, è possibile identificare ogni singola attrezzatura con l'applicazione "Asset Tracking". Inoltre, è possibile consultare tutti i dati a disposizione per ciascuna attrezzatura attraverso il link all'applicazione "Mobile".

Svolgendo le attività è possibile archiviare direttamente i dettagli su "Operator Rounds" e "T-Data" e così poi nella piattaforma centrale. In questo processo, se verranno individuate delle anomalie, sarà possibile attivare il link all'applicazione "Anomalies", inserirle e successivamente gestirle nello specifico dalla piattaforma.

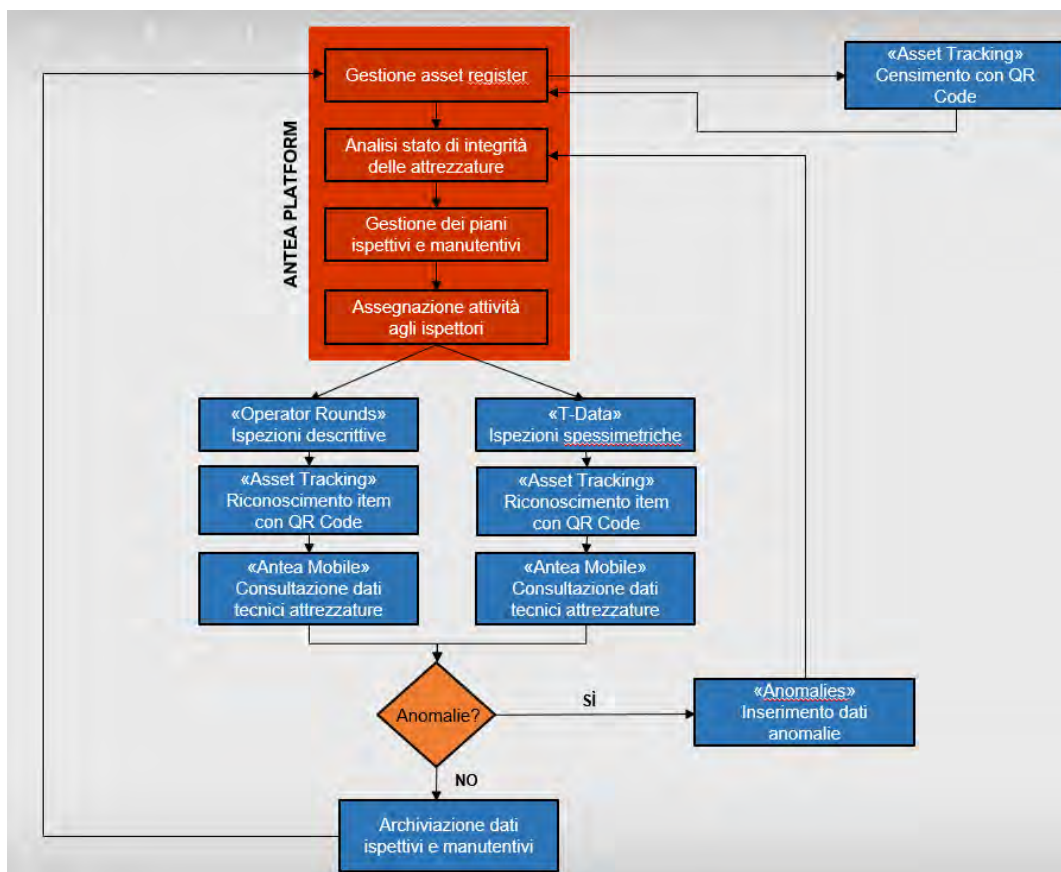


Figura 6. Workflow suggerito per l'utilizzo delle mobile app

4. Apparecchi Atex

Per l'utilizzo delle applicazioni descritte negli impianti industriali, dove sono presenti potenziali atmosfere esplosive, l'uso di dispositivi mobili come cellulari e tablet deve essere attentamente regolamentato per garantire la sicurezza degli operatori e prevenire potenziali incidenti. Gli apparecchi ATEX (Atmosphères Explosibles) sono stati progettati e certificati per essere utilizzati in queste condizioni potenzialmente pericolose.

Gli apparecchi ATEX devono conformarsi alle direttive europee ATEX 2014/34/UE [4] per l'apparecchiatura elettrica e 1999/92/CE [5] per la sicurezza dei luoghi di lavoro

soggetti ad atmosfere esplosive. Queste direttive stabiliscono i requisiti tecnici e di sicurezza che i dispositivi devono soddisfare affinché siano considerati sicuri per l'uso in ambienti potenzialmente esplosivi.

Gli apparecchi ATEX sono progettati per prevenire potenziali fonti di ignizione e per ridurre al minimo il rischio di esplosioni in ambienti con gas, vapori o polveri infiammabili. Essi sono stati sottoposti a rigorosi test e valutazioni per garantire che rispettino i requisiti stabiliti dalle direttive ATEX.

Ecco alcuni aspetti chiave da considerare per l'uso di apparecchi ATEX negli impianti industriali:

- 1) **Classificazione delle zone ATEX:** gli impianti industriali vengono classificati in zone in base alla probabilità di presenza di atmosfere esplosive. Gli apparecchi ATEX sono adatti a specifiche zone ATEX, e la loro classificazione è chiaramente indicata sulla targa.
- 2) **Categorie di protezione ATEX:** gli apparecchi ATEX sono divisi in categorie in base all'ambiente operativo previsto. Le categorie variano da 1 a 3, dove la Categoria 1 indica il livello di protezione più elevato.
- 3) **Certificazione:** prima di utilizzare un apparecchio ATEX in un impianto industriale, assicurarsi che sia stato certificato da un organismo riconosciuto per la conformità alle direttive ATEX.
- 4) **Manutenzione e ispezione:** gli apparecchi ATEX devono essere sottoposti a regolari operazioni di manutenzione e ispezione per garantire che mantengano il livello di sicurezza previsto.
- 5) **Formazione degli operatori:** gli operatori che utilizzano apparecchi ATEX devono essere adeguatamente formati riguardo alla sicurezza, all'uso corretto dei dispositivi e alle procedure di emergenza in caso di malfunzionamenti o incidenti.
- 6) **Sostituzione e obsolescenza:** gli apparecchi ATEX possono avere una vita utile limitata. Monitorare attentamente la scadenza e pianificare la sostituzione tempestiva per mantenere il livello di sicurezza adeguato.
- 7) **Protezione aggiuntiva:** anche con apparecchi ATEX, è importante adottare altre misure di protezione per ridurre ulteriormente il rischio di esplosioni, come l'uso di contenitori ermetici e l'implementazione di procedure di lavoro sicure.

In conclusione, gli apparecchi ATEX sono uno strumento vitale per garantire la sicurezza degli operatori negli impianti industriali con atmosfere potenzialmente esplosive. La corretta selezione, certificazione, formazione e manutenzione di questi dispositivi sono fondamentali per evitare incidenti e garantire un ambiente di lavoro sicuro.

5. Futuri sviluppi

Nell'ottica di ottimizzazione delle attività ispettive, un'area dove l'utilizzo di applicazioni mobile risulterebbe molto efficace, è quella dell'esecuzione e gestione delle calibrazioni degli strumenti di misura.

Questa tipologia di attività, dato l'elevato numero di attrezzature strumentali e data la necessaria garanzia del loro funzionamento, che scaturisce in una frequenza di controllo spesso dell'ordine del mese, risulta molto onerosa in termini di archiviazione e gestione dei risultati.

Nella Piattaforma è presente un modulo specifico, "E&I" per la gestione delle attrezzature elettriche e della strumentazione.

È disponibile la gestione completa delle calibrazioni per i vari tipi di attrezzature strumentali (strumenti analogici, sistemi multicomponente, strumenti campione multiscala, ecc.). Tali operazioni di taratura sono conformi alla norma ISO 13005 (UI-CEI 70098).

È inoltre possibile generare dei report in grado di valutare il tempo medio di risoluzione delle operazioni con esito negativo (Resolution time report) e di fare altri tipi di statistiche su ispezioni e taratura.

È inoltre disponibile il Report EN61511, che riporta il numero di operazioni che hanno chiuso un determinato programma e il relativo esito (positivo, negativo, ecc.).

In quest'ottica è stata pensata la creazione di una nuova applicazione mobile, denominata "Calibrations" che avrà lo scopo di inserire le operazioni di taratura.

Il funzionamento della fase preparatoria sarà del tutto simile a quello delle applicazioni "Operator Rounds" e "T-Data", con identificazione delle attrezzature da tarare e l'assegnazione delle attività ai singoli operatori, che potrebbero essere anche tecnici di ditte specializzate e non solamente gli operatori interni.

Nell'archiviazione dei dati in campo invece è prevista anche un'analisi dei risultati con la possibilità di vedere subito se il risultato è accettabile o meno.

Questa funzionalità risulterebbe importantissima nell'ottimizzazione delle attività. Infatti, oltre al già evidenziato risparmio dei tempi di popolamento della piattaforma, sarà possibile eventualmente procedere direttamente in loco con attività di ritaratura e manutenzione necessarie a fronte di risultati negativi, senza la necessità di pianificare altre uscite successivamente.

Attualmente, infatti, i risultati sono disponibili solamente quando le operazioni vengono archiviate e analizzate nella piattaforma centrale.

6. Conclusioni

I benefici di utilizzo delle applicazioni mobile in ambito Asset Integrity sono molteplici. Innanzitutto, la possibilità di consultare in qualsiasi momento i dati delle attrezzature, anche quelli più avanzati, è sicuramente un vantaggio molto importante.

Anche la possibilità di censire tutte le attrezzature e riconoscerle immediatamente in campo, con l'utilizzo dei QR-Code, è una comodità che snellisce tutte le operazioni di identificazione in campo che porta inevitabilmente a ridurre nel complesso le operazioni pratiche.

Ed infine l'eseguire l'attività ispettiva con il supporto delle applicazioni mobile offre innumerevoli vantaggi.

Innanzitutto, aiuta nella creazione dei work package ispettivi da assegnare a ciascun operatore, senza dover preparare alcuna documentazione cartacea.

In secondo luogo, assicura che l'attività ispettiva venga inserita nella piattaforma centrale, dato che non è necessaria alcuna attività di data loading in ufficio. Spesso, avendo a disposizione report cartacei, il loro inserimento viene posticipato e in alcuni casi dimenticato.

Questo implica anche una grande riduzione dei tempi di caricamento dei dati ispettivi sulla piattaforma e seguente reportistica e analisi.

Bibliografia

[1] American Petroleum Institute, API 510, Pressure Vessel Inspection Code, Edizione 11, Gennaio 2022

[2] American Petroleum Institute, API 570, Piping Inspection Code, Edizione 4, Gennaio 2016

[3] American Petroleum Institute, API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fifth Edition, Edizione 5, Gennaio 2014

[4] Direttiva europea ATEX 2014/34/UE, febbraio 2014

[5] Direttiva europea ATEX 1999/92/CE, dicembre 1999

[6] ISO 13005, recepita in Italia come UNI CEI EN 13005, "Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM)", luglio 2000.

[7] UNI CEI 70098-3 "Guida all'espressione dell'incertezza di misura", settembre 2016

[8] CEI EN61511-1/2/3 "Sistemi strumentati di sicurezza per l'industria di processo", Aprile 2017

Metodi di stima della vita residua di tubazioni in polietilene: una review

C. Andenna, D. Lega, C. Mennuti

Inail – DIT

Abstract

In questi ultimi anni la produzione e l'impiego del polietilene sono aumentati notevolmente e di conseguenza sono sorti nuovi impulsi in merito agli studi sulle possibilità di impiego in sicurezza di tale materiale. Gli studi relativi ai materiali idonei per le reti di distribuzione dell'idrogeno mostrano che il polietilene ha delle proprietà molto interessanti che lo rendono attraente e performante rispetto ai materiali metallici. In linea generale non pone problemi di infragilimento e, anche se ha una permeazione all'idrogeno 4/5 volte superiore a quella relativa al metano, la perdita di gas appare comunque trascurabile, [1-5]. La sicurezza rimane comunque un problema particolarmente rilevante in relazione all'impiego di tale materiale negli idrogenodotti. In relazione all'uso in sicurezza del polietilene in questa memoria vengono presentate e discusse le principali modalità di frattura ed i metodi di stima della vita residua più interessanti e affidabili. In particolare, vengono discussi sia i metodi basati su prove meccaniche che quelli basati su indagini chimiche.

Keywords: polietilene, metodi di stima della vita residua, invecchiamento, meccanismi di danno.

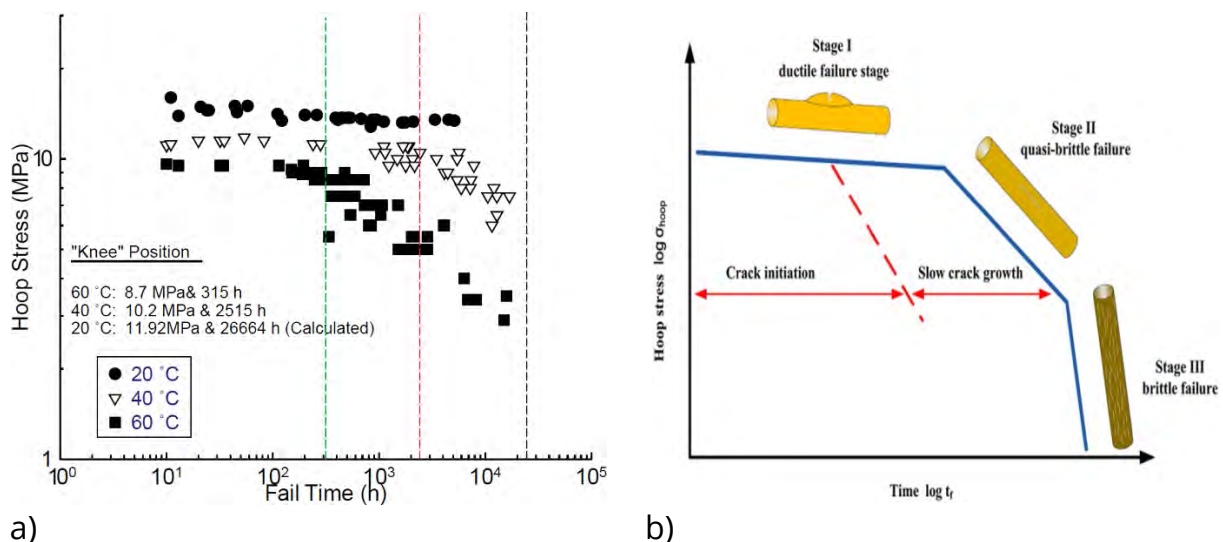
1. Metodi di stima della vita residua basati su prove meccaniche

La valutazione della vita residua di condotte realizzate in polietilene è tuttora una tematica di grande rilevanza in quanto nessuna delle molteplici tecniche proposte e sviluppate permette di ottenere risultati generalizzabili ai vari scenari reali [6]. Dal punto di vista normativo, le norme ISO 9080 [7] e ASTM D2837 [8], regolamentano la valutazione della resistenza idrostatica al di sotto della quale un tubo in materiale plastico può durare 50 anni alla temperatura di 20°C. Le due normative legano il tempo di vita atteso per il tubo in materiale plastico in funzione della pressione idrostatica interna al tubo e della temperatura di esercizio. In particolare, lo 'Standard Extrapolation Method' (SEM) proposto dalla ISO 9080 utilizza 4 parametri che devono essere determinati per la caratterizzazione dello specifico materiale plastico secondo la formula 1:

$$\log_{10}(t) = c_1 + c_2/T + c_3 \log_{10}(\sigma) + c_4 \log_{10}(\sigma)/T + e \quad (1)$$

Dove t è il tempo [h], σ la tensione circonferenziale [MPa], T la temperatura [K].

Il parametro 'e' tiene conto della variabilità intrinseca tra differenti prove effettuate nelle stesse condizioni sperimentali e permette di individuare come resistenza idrostatica quella corrispondente al valore di tensione circonferenziale per cui si ha il valore di confidenza di 0.975. Una volta determinate le costanti del modello, lo stesso può essere utilizzato per prevedere la vita residua di una condotta nelle condizioni di pressione e temperatura di esercizio. La stima della vita residua tramite le prove idrostatiche presenta però alcune criticità; infatti, richiede l'esecuzione di numerose prove al variare della pressione e della temperatura di esercizio che possono durare, per alcune combinazioni pressione-temperatura, anche migliaia di ore, Figura 1a. In genere l'interesse è quello di stabilire la vita residua di condotte in esercizio e, assumendo che non si realizzino situazioni di cedimento completamente duttile come per eventi di sovrappressione, si cerca di valutare il tempo prima di un cedimento quasi fragile o fragile.



a) b) Figura 1. Risultati di prove idrostatiche (ISO 9080). a) Andamento della tensione circonferenziale in funzione del tempo di cedimento a varie temperature di prova, [9]. b) Stadi del cedimento di un tubo in PE [6].

Il primo in genere si realizza nel secondo stadio, tra il 'ginocchio' meccanico e quello 'chimico', della tipica curva di rottura per creep di un tubo, mentre il secondo si ha nel terzo stadio, dopo il ginocchio 'chimico' e prefigura una rottura in tempi brevi, Figura 1b. Nel secondo stadio si ha una frattura quasi fragile a partire da un difetto (intaglio o cricca) che verosimilmente si è generato nel periodo prima del ginocchio 'meccanico' e che può essere dovuto a varie cause come la presenza nel materiale di cavità, graffi o danneggiamenti superficiali, [10]. Successivamente alla fase iniziale della sua generazione, che può richiedere tempi di incubazione molto lunghi ma di difficile valutazione, valutare il periodo di crescita di tale difetto che poi porta alla rottura finale, può dare indicazioni utili per determinare la vita residua del componente stesso. A questo scopo, sono spesso utilizzate prove di 'Slow Crack Growth' (SCG) basate su tecniche di 'Linear Elastic Fracture Mechanics' (LEFM) utilizzando provette di varie forme e dimensioni con varie tipologie di intaglio, tra le

quali le 'Compact Test' (CT) e le 'Cracked Round Bar' (CRB). Questo approccio permette di determinare i tempi di crescita del difetto fino al cedimento del componente, tempi regolati dalle caratteristiche del materiale e dalle condizioni di prova. Queste tecniche hanno il grande vantaggio di essere molto più rapide delle prove idrostatiche, ma devono essere utilizzate in maniera da rispettare i meccanismi di degrado che si possono avere in esercizio perché tali meccanismi possono notevolmente alterare i risultati delle prove stesse, [11]. Ad esempio, la frattura può cambiare se il tubo è utilizzato per il trasporto di acqua o gas oppure se è esposto o meno alle intemperie e ai raggi solari. Una volta determinate le caratteristiche meccaniche del materiale, esse possono quindi venire usate per valutare la vita residua dei componenti di interesse (in genere dei tubi) in differenti condizioni di impiego previa la conoscenza dello stato tensionale interno al componente, ad esempio, con simulazioni agli elementi finiti (FEM). Si evidenzia che, una certa attenzione deve sempre essere impiegata in quanto le tecniche di LEFM dovrebbero essere utilizzate quando le zone di plastificazione che si hanno durante le prove meccaniche sono confinate vicino al fronte della cricca, [6, 10]. A parte la fase iniziale di rapida crescita, la velocità di crescita della cricca per creep nei materiali polimerici presenta un tratto centrale descritto dalla relazione di Paris-Erdogan, regione II della Figura 2a:

$$\frac{da}{dt} = A \cdot (K_I)^m \quad (2)$$

Da questa relazione si può determinare il tempo necessario perché la cricca raggiunga il valore critico a_f che porta alla rottura del componente tramite:

$$t_f = t_0 + \int_{a_0}^{a_f} \frac{da}{A \cdot K_I} \quad (3)$$

Nella formula t_0 rappresenta un tempo iniziale necessario alla cricca per diventare di lunghezza a_0 . Poiché la determinazione di t_0 è in genere molto complessa, si tende ad assumere dei valori iniziali a_0 e a calcolare il solo tempo che rimane alla cricca prima di diventare critica. Descriviamo ora due modi per determinare il valore dei coefficienti A ed m della curva di Paris-Erdogan, tipici del materiale di interesse.

1.1. Carico statico su provette CT

Un modo per determinare sperimentalmente i coefficienti A e m della curva di Paris-Erdogan per carico statico prevede l'impiego di prove con le provette CT, Figura 2b.

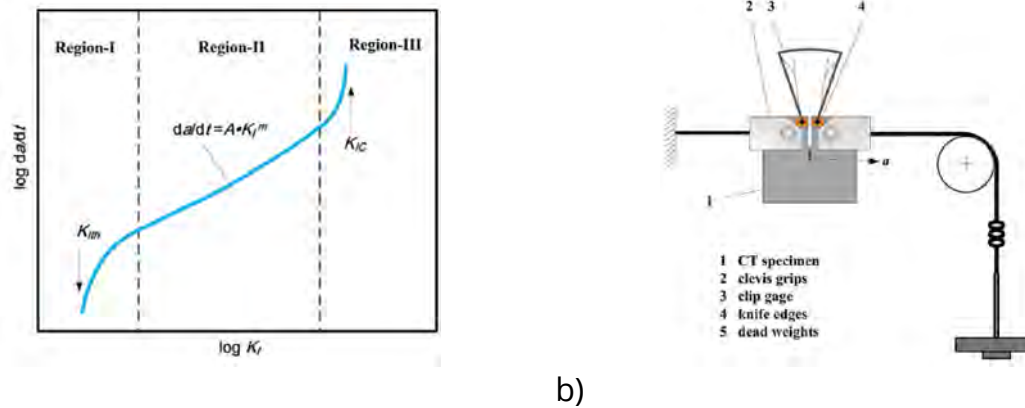


Figura 2. a) Tipico andamento della velocità di avanzamento della cricca in funzione del fattore K_I [6, 13], b) Schema di prove a carico statico su provetta CT, [6].

In questo caso la determinazione dei coefficienti avviene tramite l'applicazione di un carico statico e misurando l'avanzamento della cricca nel tempo, ad esempio tramite la misura dell'apertura della provetta. Dalla misura della dimensione della cricca si può quindi calcolare il valore del K_I all'apice della stessa tramite la relazione, [12]:

$$K_I = \frac{P}{B\sqrt{W}} \frac{\left(2 + \frac{a}{W}\right) \left[0.886 + 4.64 \frac{a}{W} - 13.32 \left(\frac{a}{W}\right)^2 + 14.72 \left(\frac{a}{W}\right)^3 - 5.6 \left(\frac{a}{W}\right)^4\right]}{\left(1 - \frac{a}{W}\right)^{3/2}} \quad (4)$$

Dove a rappresenta la dimensione della cricca, W la dimensione della provetta, B il suo spessore e P il carico applicato. Dalle misure della dimensione della cricca e del valore del K_I corrispondente si può quindi ottenere la curva sperimentale di Paris-Erdogan e quindi i coefficienti A ed m tramite tecniche di best fit.

1.2. Prove di fatica su provette CRB

Sebbene le prove di fatica siano di fatto utilizzate su molteplici tipi di provette, tra cui le sopra menzionate CT, le provette CRB annoverano tra i vantaggi il fatto che permettono di poter investigare abbastanza rapidamente bassi valori di K_I , di avere una 'costrizione' del materiale simile a quello presente nei tubi riducendo le zone di tensione piana e presentano bassi valori di tensione in zone distanti dal fronte della cricca, [14]. Inoltre, vari lavori hanno indicato che le prove a carico ciclico mostrano meccanismi di cedimento simili a quelle effettuate con carico statico (nei limiti della LEFM) e che i risultati delle prove a carico ciclico sono in buon accordo con quelli delle prove idrostatiche nel caso di tubi in PE di vario grado, [6]. Il metodo consiste nell'eseguire una serie di prove a fatica per più valori del rapporto R tra il carico minimo e quello massimo, formula 5, estrapolando poi i risultati per il carico costante cioè per $R=1$.

$$R = \frac{K_{I,min}}{K_{I,max}} \quad (5)$$

$$\Delta K_I = K_{I,max} - K_{I,min} = K_{I,max}(1 - R) \quad (6)$$

Durante le prove a fatica, la cricca una volta innescata, avanza secondo la legge di Paris-Erdogan, Figura 2a, e la sua velocità può essere espressa come:

$$\frac{da}{dt} = f \cdot A \cdot (\Delta K_I)^m = f \cdot A \cdot (1 - R)^m (K_{I,max})^m \quad (7)$$

Dove f rappresenta la frequenza dei cicli di fatica.

I risultati delle prove di fatica permettono di ricavare per ogni valore fissato di R i coefficienti (A ed m) delle corrispondenti curve di Paris-Erdogan tramite le relazioni 6 e 7, Figura 3. Da queste relazioni si calcolano, invertendo la relazione 7, i valori di $K_{I,max}$ per ciascun valore di R a velocità di avanzamento della cricca fissate (ad esempio 10^{-3} , 10^{-5} , 10^{-7} mm/s).

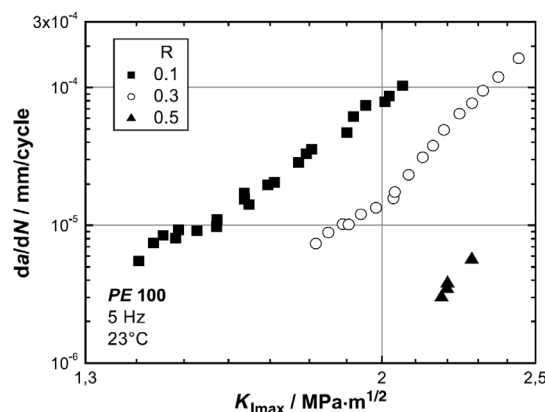


Figura 3. misure per le curve di Paris-Erdogan (regione II di Figura 2a), [14]

Si ottengono così, per ogni velocità fissata, i valori di $K_{I,max}$ in funzione di R che permettono poi di calcolare il valore di $K_{I,max}$ per $R=1$ per le varie velocità fissate, ad esempio tramite best fit, ottenendo infine la relazione cercata tra la velocità di avanzamento della cricca e i valori di $K_{I,max}$ a carico statico. In quanto segue, a titolo di esempio, si descrive una tecnica per determinare la vita residua di un tubo in presenza di cricche interne. Allo scopo si utilizzerà sia la procedura che i risultati della modellizzazione agli elementi finiti (FEM) dello stato tensionale all'apice di una cricca ellittica interna a un tubo trovati in letteratura, [15].

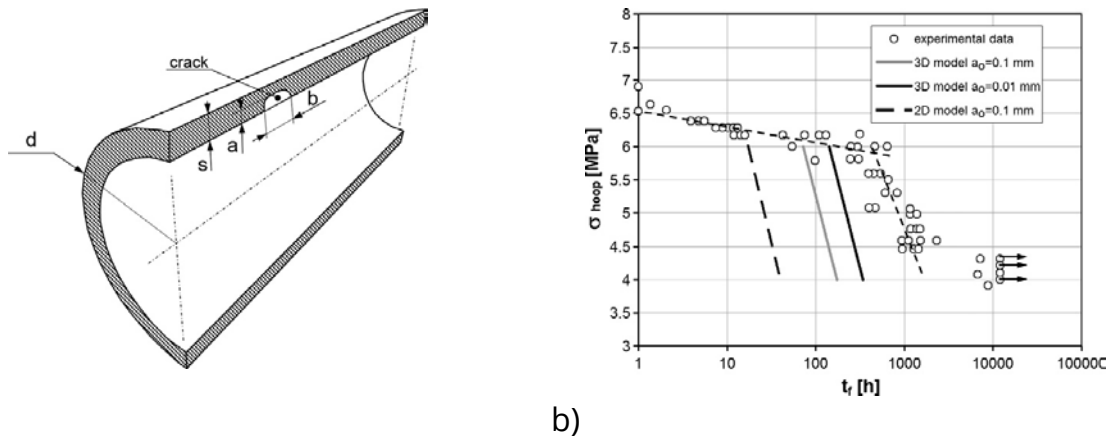
1.3. Stima della vita residua nel caso di un tubo con cricca

Il lavoro simula l'evoluzione di una cricca ellittica nella parte interna di un tubo a seguito della presenza di una pressione idrostatica, Figura 4a. Tramite la modellizzazione FEM, i valori del fattore di forma $Y(a/s)$ necessari per il calcolo del fattore di intensificazione degli sforzi K_I nel caso di una cricca ellittica presente nella parte interna di un tubo e definito dalla relazione 8 sono espressi analiticamente dalle relazioni 9 e 10, rispettivamente nel caso di un carico di apertura della cricca dovuto alla pressione idrostatica interna al tubo e nel caso di chiusura della stessa dovuto alla pressione esterna al tubo. Il fattore K_I complessivo viene calcolato sommando i due fattori di $K_{I,int}$ e $K_{I,ext}$ trovati, [15].

$$K_I = \frac{pd}{s} \sqrt{\pi s} Y \left(\frac{a}{s} \right) \quad (8)$$

p : pressione interna al tubo, d : diametro esterno, s : spessore, a : profondità cricca.

$$Y_{int} = 0.3417 + 0.0588 \left(\frac{a}{s}\right) - 0.0319 \left(\frac{a}{s}\right)^2 + 0.1409 \left(\frac{a}{s}\right)^3 \quad (9)$$



a)

b)

Figura 4. a) Schema del tubo e della cricca simulati con il FEM. [15]. b) Confronto tra i risultati sperimentali di un tubo in HDPE e il modello sia con una modellizzazione 2D che 3D. [15]

L'accuratezza di questa formula, relativamente ai valori di $K_{I,int}$ ottenuti con gli elementi finiti, è data entro il 3% per i valori del rapporto $d/s = (9, 11, 13.6, 17, 21)$, [15].

Considerando il carico esterno si ha:

$$Y_{ext} = -0.3588 - 0.0701 \left(\frac{a}{s}\right) + 0.116 \left(\frac{a}{s}\right)^2 - 0.2444 \left(\frac{a}{s}\right)^3 \quad (10)$$

Si evidenzia che se il carico esterno è positivo allora il valore di $K_{I,ext}$ assume un valore negativo indicando che tende a chiudere la cricca limitandone quindi l'avanzamento, [15].

L'applicazione del modello proposto, al caso di un tubo di materiale HDPE testato secondo lo standard ISO 9080 a 80°C considerando per i coefficienti della curva di Paris-Erdogan i valori $A=2.42 \cdot 10^{-4}$ e $m=2.17$, mostra un buon accordo per quanto riguarda la pendenza della parte di frattura quasi fragile ma ne sottostima l'inizio, Figura 4b, [15]. Il modello, comunque, evidenzia come la modellizzazione tramite FEM debba essere effettuata considerando la tridimensionalità del problema e non sia quindi possibile ridurlo ad un calcolo bidimensionale delle tensioni. Inoltre, il modello appare sensibile rispetto alla dimensione assunta della cricca iniziale (0.01 o 0.1 mm), infatti nel ridurre la cricca iniziale la curva corrispondente alla frattura quasi fragile tende a spostarsi sensibilmente verso destra ad indicare un aumento della vita residua del tubo. Si osserva comunque che i valori dei coefficienti della curva di Paris-Erdogan possono essere loro stessi fonte di incertezza sulla determinazione della vita residua. Ad esempio riproducendo, con codice Matlab, il modello proposto, si osserva come cambiando il valore di A da $2.42 \cdot 10^{-4}$ a $2.20 \cdot 10^{-4}$ e di m da 2.17 a 2.60, i valori attesi per la vita residua si spostino fino a quasi

sovrapporsi ai dati sperimentali nel caso di una cricca iniziale di 0.01 mm, Figura 5a. Chiaramente cambiare i valori dei coefficienti della curva di Paris-Erdogan comporta una differente velocità di avanzamento della cricca a parità di condizioni di carico, nel nostro esempio questo è riportato nella Figura 6b. La sottostima dell'inizio del cedimento quasi fragile può anche essere dovuta, oltre che a differenti valori dei parametri A ed m , alla mancanza di conoscenza nei parametri iniziali della cricca e del tempo di incubazione della stessa come riportato in letteratura, [15]. Questo ultimo punto è, in effetti, rilevante perché, come si può vedere nella Figura 2a, i valori del K_I nella regione I hanno un andamento estremamente ripido e dipendono dal valore di soglia $K_{I,th}$, al di sotto del quale si assume che non si abbia avanzamento della cricca. Se fosse disponibile anche il tempo t_0 di raggiungimento della dimensione a_0 della cricca, il tempo complessivo sarebbe stato ottenibile dal contributo delle curve delle prime due regioni di Figura 2a permettendo una verifica più accurata del modello stesso. Nella terza regione l'avanzamento è estremamente rapido e si può ragionevolmente trascurare per gli scopi di interesse di questo lavoro.

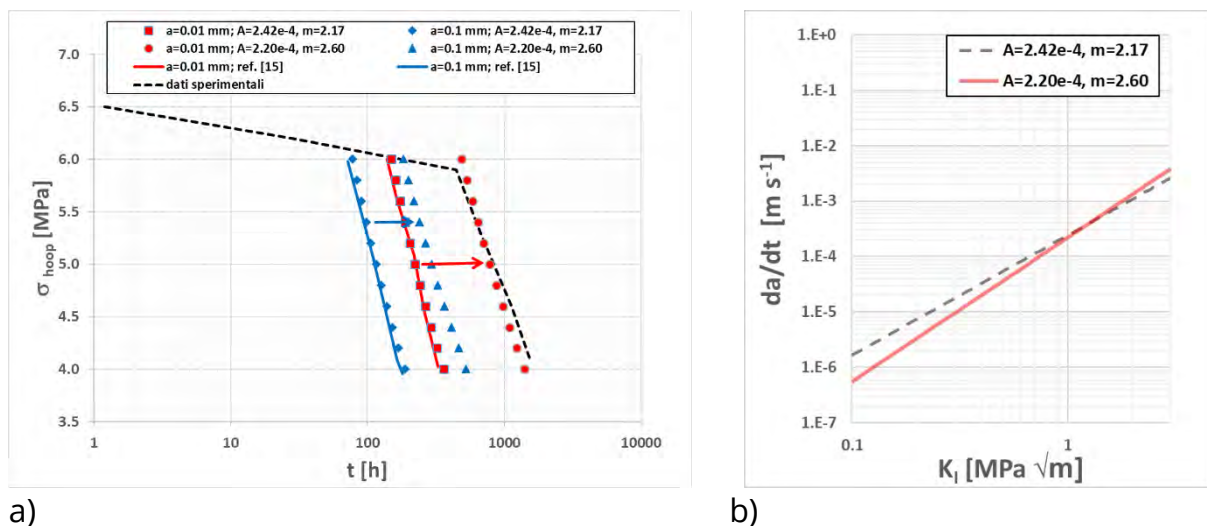


Figura 5. a) Effetto dei coefficienti di Paris sulla previsione della vita residua, b) Effetto del cambiamento dei valori dei coefficienti della curva di Paris-Erdogan nell'esempio esaminato

2. Metodi di stima della vita residua basati su prove chimiche

Una delle principali forme di degradazione dei polimeri è la degradazione ossidativa che interviene per azione della temperatura e dell'ossigeno ambientale. La stabilità di un polimero rispetto a tali parametri si valuta mediante alcuni parametri chimici, tra questi i più interessanti sono la temperatura o il tempo di induzione all'ossidazione (OOT/OIT) e l'indice di perossidi [ROOH] come illustrato in Figura 6 [11,16,17]. Hoang e Lowe [16] propongono un metodo per utilizzare l'OIT per stime di vita residua a temperatura ambiente. Spezzoni del tubo oggetto della valutazione sono sottoposti a prove di pressione idrostatica a diverse temperature. Le prove vengono interrotte per eseguire misure di OIT/OOT a 200°C. Un esempio dei risultati ottenuti è presentato nella Figura 7a.

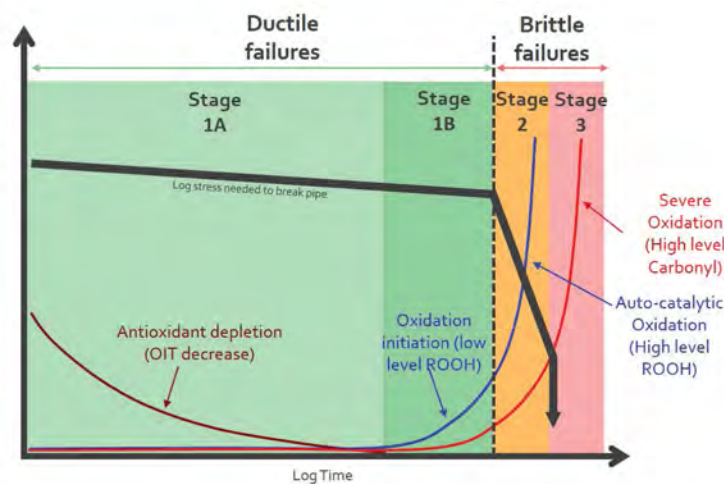
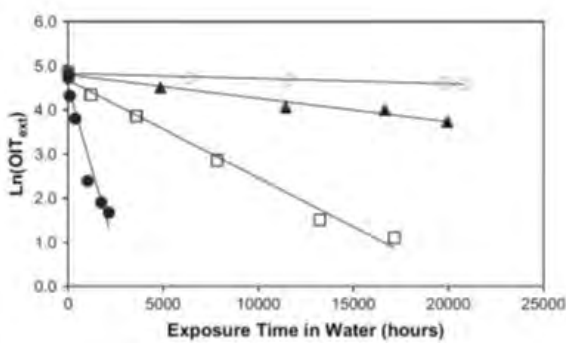
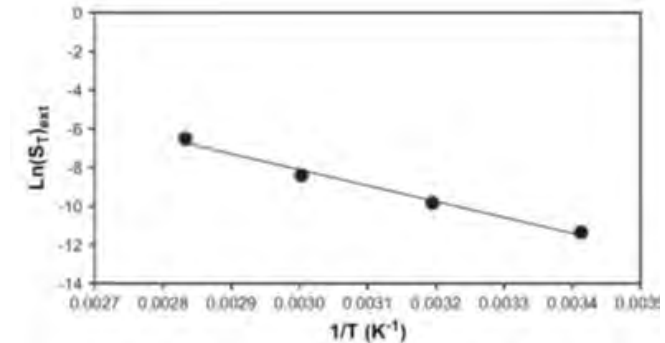


Figura 6. curva tensione tempo indicativa dei tre stadi di rottura del polietilene e andamento dei parametri chimici OIT/OOT e [ROOH] [17]



a)



b)

Figura 7. a) $\ln(OIT)$ misurato presso la superficie esterna dei tubi campione vs t , \circ 20°C; \blacktriangle 40°C; \square 60°C; \bullet 80°C; b) $\ln(S_T)$ vs $1/T$ [16]

La relazione tra il valore dell'OIT al tempo di invecchiamento t e l'OIT al tempo 0 è la seguente formula 11:

$$\ln(OIT_t) = \ln(OIT_0) + S_{T,OIT} \cdot t \quad (11)$$

OIT_t è il valore dell'OIT al tempo di esposizione t , OIT_0 è il valore dell'OIT al tempo di esposizione 0, $S_{T,OIT}$ è la velocità di consumo dell'additivo alla temperatura T . Anche se è noto che i meccanismi di consumo dell'additivo sono complessi tuttavia sembrano seguire la cinetica del 1° ordine di Arrhenius. La costante di velocità $S_{T,OIT}$ viene misurata alle diverse temperature ed è presente una correlazione lineare tra il suo logaritmo e l'inverso della temperatura secondo la relazione 12, Figura 7b.

$$\ln(S_{T,OIT}) = -\frac{K}{T} + \ln(C) \quad (12)$$

Il valore di $S_{T,OIT}$ quindi può essere calcolato a temperature più elevate ed estrapolato a temperatura ambiente, una volta noto il valore di $S_{T,OIT}$ si può calcolare il tempo che impiega l'additivo a consumarsi completamente assumendo un valore di OIT molto piccolo pari ad 1 minuto in prossimità della rottura. Attualmente esistono delle

banche dati dalle quali è possibile ottenere il valore del parametro $S_{T,OIT}$. [17] La concentrazione degli idroperossidi [ROOH] è strettamente correlata allo stato di ossidazione del polietilene. Si osserva infatti un forte incremento degli idroperossidi in corrispondenza del primo ginocchio duttile/fragile. La determinazione della concentrazione dei perossidi viene fatta mediante reazione con ioduro valutando l'assorbanza a 420nm. Se tale valore dell'assorbanza è superiore a 0.48 la tubazione ha superato lo stadio 1B di Figura 6 ed è entrata nel campo della rottura fragile. [11,16,17] Tale concentrazione presenta lo stesso andamento cinetico del parametro OIT alle diverse temperature, Figura 8a, b, secondo la formula 13.

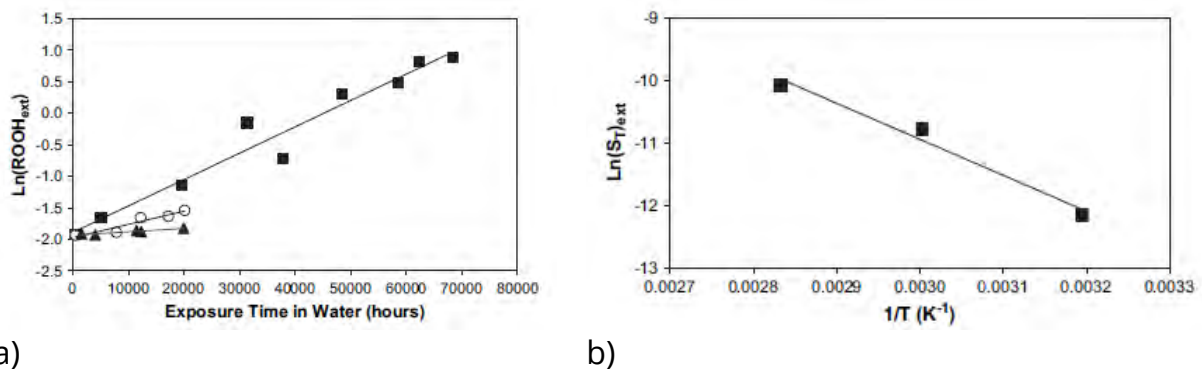


Figura 8. a) $\ln([ROOH])$ vs T , \blacktriangle 40°C; \circ 60°C; \blacksquare 80°C; b) $\ln(S_T)$ vs $1/T$ [16]

$$\ln([ROOH]_t) = S_{T,ROOH} \cdot t + \ln([ROOH]_0) \quad (13)$$

Eseguendo quindi delle prove idrostatiche interrotte anche per la concentrazione di perossidi [ROOH] è possibile estrapolare il valore di $S_{T,ROOH}$ a 20°C. Anche in questo caso è possibile avvalersi di opportune banche dati, [17].

2.1. Valutazione della vita residua di tubazioni adibite al trasporto dell'acqua

I metodi chimici sono adatti alla valutazione della vita residua rispetto al degrado termo ossidativo tipico dello stadio III del diagramma tensione circonferenziale-tempo di cedimento e quindi sono particolarmente utilizzati per la stima della vita residua delle tubazioni adibite al trasporto dell'acqua. Tali metodi prevedono il prelievo di una piccola porzione dallo spessore del tubo senza tagliarlo, tipicamente un dischetto di 32 mm di diametro e 1 mm circa di spessore, mediante un opportuno rasoio. Sanders propone lo schema decisionale di Figura 9 in relazione alla Figura 6 per i tubi adibite al trasporto dell'acqua, [17]. Se il parametro OIT è maggiore di 1 minuto, la tubazione è collocata nello stadio 1A e la vita residua viene calcolata con i parametri OIT/OOT. Se invece l'OIT è inferiore ad 1 minuto la vita residua viene valutata considerando la concentrazione di perossidi [ROOH].

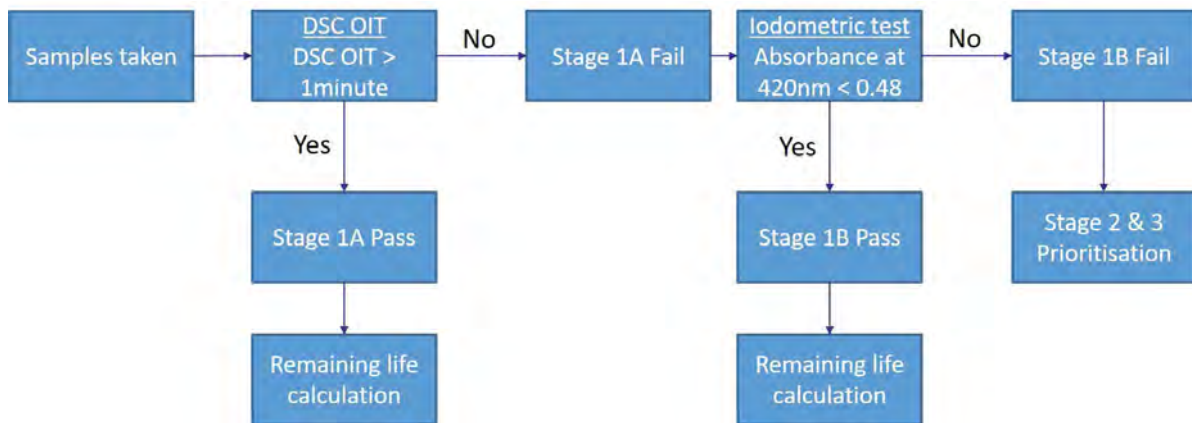


Figura 9. schema di valutazione della vita residua per tubazioni adibite al trasporto dell'acqua [17]

Il metodo chimico presenta il vantaggio di una facilità operativa ed una risposta in tempi brevi, un grosso svantaggio è che non tiene conto dell'eventuale presenza di difetti, [6].

3. Conclusioni

In questa memoria sono stati presentati alcuni metodi di stima della vita residua delle tubazioni in polietilene basati sia su prove meccaniche che su analisi chimiche. Inoltre, sono stati illustrati degli esempi di applicazione di tali metodi. Il metodo chimico consente una rapida valutazione della posizione del tubo sul diagramma tensione tempo ma non tiene conto dell'eventuale presenza di difetti nel loro stadio iniziale la cui crescita può portare ad una rottura fragile del componente in tempi inferiori a quelli attesi con il solo metodo chimico. La stima della vita residua deve quindi tenere conto dell'eventuale azione di entrambi i meccanismi. Dal lavoro si evince anche come sia rilevante lo sviluppo e/o l'impiego di modelli previsionali in grado di rendere conto delle differenti caratteristiche dei materiali assieme alle condizioni di esercizio (ambientali e tensionali) dei componenti per una stima la più accurata possibile della loro vita residua.

4. Bibliografia

- [1] L. H. Gabriel. "History and physical chemistry of HDPE" Ch1, Recommended materials specifications and design requirements, National Academy Press, 1999, <https://plasticpipe.org>
- [2] William F. Smith. Scienza e tecnologia dei materiali, seconda edizione McGraw-Hill
- [3] J.M. Burgess Sanders. "Techniques to determine the remaining In- service life of polymer pipes for the water industry" PhD thesis, 2010, Imperial College, London
- [4] M.A. Khan, C. Young, D.B. Layzell. "The techno-economics of hydrogen pipeline" Transition accelerator technical brief, volume 1, issue 2, november 2021

- [5] S. Castagnet, J.C. Grandidier, M. Comyn, G.Benoit "Effect of long term hydrogen exposure on the mechanical properties of polymers used for pipes and tested in pressurized hydrogen" *Int. J. Press. Vessel.* (2012), 89, 203-209
- [6] Sixi Zha, Hui-qing Lan, Hui Huang. Review on lifetime predictions of polyethylene pipes: Limitations and trends. *Int. J. Press. Vessel.* August 2022, Vol. 198. ISSN 0308-0161.
- [7] BS EN ISO 9080 "Plastic piping and dutting systems: determination of long term hydrostatic strenght of termoplastic material in pipe form by estrapolation"
- [8] ASTM D2837 Standard test method for obtaining hydrostatic design basis for thermoplastic pipe material or pressure design basis for thermoplastic pipe products.
- [9] Analysis of ductile and brittle failures from creep rupture testing of high-density polyethylene (HDPE) pipes. Krishnaswamy, Rajendra K. 25, October 2005, *Polymer*, Vol. 46, p. 11664-11672. ISSN 0032-3861.
- [10] Jung-Wook Wee, Byoung-Ho Choi Stochastic study on effects of material and physical parameters on slow crack growth behaviors of HDPE using the crack layer theory. *Int. J. Solids Struct.*, 2020, Vol. 195, p. 13-27. ISSN 0020-7683.
- [11] Sanders, J.M. Burgess. Techniques to determine the remaining In- service life of polymer pipes for the water industry, PhD thesis, 2010, Imperial College, London.
- [12] David Broek. Elementary engineering fracture mechanics. Martinus Nijhoff publishers, Dordrecht, fourth revised edition 1987, pp. 181
- [13] Lang, R.W., Stern, A. and Doerner, G. May Applicability and limitations of current lifetime prediction models for thermoplastics pipes under internal pressure. 1997, *Die Angewandte Makromolekulare Chemie*, Vol. 247, p. 131-145.
- [14] Pinter, G., Lang, R. & Haager, M. A Test Concept for Lifetime Prediction of Polyethylene Pressure Pipes., *Monatshefte fur Chemie*, April 2007, Vol. 138, p. 347-355.
- [15] Pavel Hutar, Martin Ševčík, Luboš Náhlík, Gerald Pinter, Andreas Frank, Ivaylo Mitev. A numerical methodology for lifetime estimation of HDPE pressure pipes. *Eng. Fract. Mech.*, 2011, Vol. 78, p. 3049-3058.
- [16] Eric M. Hoang, David Lowe "Lifetime prediction of a blue PE 100 water pipes" *Polym. Degrad. Stab.* ,2008, 93, 1496-1503
- [17] J. Sanders et al. "Asset management procedure for assessing the risk of failure and remaining useable life of polyethylene waters mains" *Water's Industry insight* www.rpsgroup.com

Verifica d'integrità decennale di un generatore di vapore a tubi d'acqua al servizio della linea 1 del Termoutilizzatore A2A di Brescia

F. Rossetti¹, N. Palumbo¹, A. Serra², D. Airoidi³

¹ Inail – Uot di Brescia

² ATS Brescia

³ A2A Ambiente SPA

Abstract

Questa memoria espone le procedure che sono state messe in campo per l'esecuzione della verifica di integrità decennale del generatore di vapore al servizio della linea 1 del termoutilizzatore di Brescia. Verrà illustrata nel dettaglio la verifica di integrità del corpo cilindrico del generatore di vapore e della tubazione di caduta con particolare riguardo alle prove non distruttive.

Keywords: generatore di vapore a tubi d'acqua, verifica integrità, prove non distruttive.

1. Introduzione

Ai sensi dell'allegato VII del d. lgs. n. 81/2008 i generatori di vapore sono soggetti ad una verifica di integrità delle membrature soggette a pressione con una periodicità decennale. Ai sensi del d.m. 11/04/2011 la verifica di integrità decennale consiste nell'accertamento dello stato di conservazione delle varie membrature mediante esame visivo delle parti interne ed esterne accessibili ed ispezionabili, nell'esame spessimetrico ed altre eventuali prove eseguite da personale adeguatamente qualificato incaricato dal datore di lavoro, che si rendano necessarie:

- a) data la non completa ispezionabilità dell'attrezzatura;
- b) qualora emergessero dubbi sulla condizione della membratura;
- c) a fronte di situazioni evidenti di danno;
- d) in base alle indicazioni del fabbricante per attrezzature costruite e certificate secondo le direttive di prodotto (97/23/CE, 87/404/CEE, 90/488/CEE)

2. Modalità operative

L'attività di valutazione si compone delle seguenti fasi:

- a) verifica documentale del generatore e redazione di un piano dei controlli;
- b) valutazione dello stato di conservazione;
- c) redazione del rapporto della valutazione.

In alternativa a quanto indicato sopra, l'analisi tecnica di conservazione può essere effettuata in accordo a procedure basate su analisi del tipo Risk Based Inspection (UNI/TS 11325-8) o ad altre norme o codici applicabili di cui sia dimostrata l'equivalenza degli esiti delle valutazioni.

2.1 Piano dei controlli non distruttivi

L'azienda proprietaria ed esercente l'impianto, ha provveduto a redigere un documento di dettaglio dei controlli non distruttivi, chiamato Piano dei Controlli (PdC) allo scopo di raccogliere le informazioni necessarie alla valutazione dello stato di conservazione del generatore di vapore a tubi d'acqua (GV) al servizio della Linea 1 dell'impianto di termoutilizzazione di Brescia. Il report finale del Piano dei Controlli è parte integrante del verbale di verifica di integrità decennale rilasciato dalla SSD impiantistica di ATS Brescia quale soggetto incaricato delle verifiche periodiche da parte del datore di lavoro. La definizione del dettaglio dei controlli prende in considerazione:

- ore di esercizio dei due GV;
- estensione ed esiti delle ispezioni e verifiche precedenti;
- il layout delle membrature in relazione ai vincoli ed ai punti fissi ed eventuali esiti del controllo del casing.

L'esame visivo interno/esterno e la prova idraulica saranno integrati da indagini supplementari atte a stabilire le reali condizioni dei componenti e monitorare al meglio l'andamento della corrosione negli anni e prevenire eventuali rotture e fermate improvvisate nel futuro. I controlli non distruttivi sono stati eseguiti e valutati da personale qualificato di secondo livello secondo la norma UNI EN ISO 9712. Tutte le parti in pressione sono state esaminate con estensione dei controlli pari al 10% (considerando un coefficiente di saldatura di 0,85), considerate anche le condizioni operative dei vari componenti. Nel caso in cui, durante i controlli, l'operatore avesse riscontrato qualche anomalia sarebbe stata valutata l'entità della difettologia riscontrata e, se necessario, estesi i controlli e/o eseguiti controlli aggiuntivi di diversa tipologia. Il piano dei controlli è stato redatto e revisionato dalla ditta incaricata a seguito di sopralluogo effettuato durante la fermata programmata della linea. Nella scelta dei punti da controllare si sono privilegiati quelli dove l'operatore poteva accedere con maggiore efficacia ed in assoluta sicurezza. Il piano dei controlli è stato preventivamente sottoposto all'attenzione delle SSD Impiantistica di ATS Brescia che ha rilasciato, prima dell'esecuzione, un benestare sulle procedure stabilite. Durante l'esecuzione dei controlli i funzionari dell'Impiantistica di ATS Brescia hanno provveduto ad effettuare una visita sul luogo per constatarne l'esecuzione secondo il piano autorizzato.

I controlli non distruttivi eseguiti così come previsto dal piano approvato, sono stati i seguenti:

- Esame Visivo (VT);
- Controllo con metodo particelle magnetiche (MT);
- Rilievi spessimetrici con ultrasuoni (UTS);
- Controllo con ultrasuoni delle saldature (UT);
- Esame tramite replica metallografica (ST);

2.2 Dati del generatore

Costruttore: *ANSALDO CALDAIE S.p.A.*

Anno di costruzione: *novembre 1997 e Riqualificato PED in accordo alla 97/23/EC il 03/04/2012*

Tipo: *"GVR" Generatore di vapore*

Pressione di progetto caldaia: *87 bar*

Produzione di vapore: *150.000 kg/h*

Temperatura di progetto ECO: *304 °C*

Temperatura di progetto EVA: *302 °C*

Temperatura di progetto SH: *480 °C*

Capacità totale del generatore:

Economizzatore: *56.000 Lt.*

Corpo cilindrico: *19.000 Lt.*

Evaporatore: *56.000 Lt.*

Banchi evaporatore: *16.800 Lt.*

Surriscaldatore: *33.500 Lt.*

Fluido: *Acqua*

Stato fisico del fluido: *Liquido/Vapore surriscaldato*

2.3 Controlli e documentazione precedenti relative ai generatori

Di seguito si riportano gli estremi delle ultime verifiche periodiche effettuate:

- 05/07/2021: Ultima Verifica periodica "prova funzionale"

- 15/10/2021: Ultima Verifica periodica "Visita interna"

Interventi di riparazione e/o sostituzioni banchi dalla messa in servizio del 2017:

- Luglio 2017: Sostituzione di n.55 curve del diam. 42,4 mm sp. 5 mm sulla prima fila del banco uscita SH1.

- Giugno 2018: Sostituzione completa banco SH2, sostituzione completa cielo caldaia e parete di mezzo, apertura e ripristino della parete laterale sup. 1° passaggio, modifica pareti primo canale per cambio posizione aria secondaria, riporto di Inconel su alcune superfici in camera di combustione.

- Ottobre 2021: Sostituzione completa banco SH3, inserimento TIE IN 3" tubazione uscita vapore saturo.

2.4 Attrezzature oggetto dei controlli

Di seguito sono elencati i CND da eseguire sulle parti in pressione e sui componenti/membrature più a rischio di usura (per condizioni di temperatura, pressione e stress ciclico). Le membrature interessate dalle verifiche sono state sia

quelle interne sia quelle perimetrali (piping esterno compreso di valvolame di intercetto e di regolazione). In particolare, la percentuale di controlli è stata più estesa sui collettori dell'SH e dell'ECO e sulle tubazioni acqua/vapore esterne al generatore ma facenti parte dell'insieme a pressione, mentre nelle restanti zone, come le tubazioni dei banchi SH, EVA ed ECO non raggiungibili dall'Operatore, sono stati eseguiti controlli spot e solo in caso di difetti, dopo aver analizzato la loro entità, si è valutata la necessità di estendere i controlli o di eseguire controlli aggiuntivi. Tutte le membrature di seguito elencate, considerando i dati di progetto (TS e materiali), non sono soggetti a fenomeni di scorrimento viscoso ad eccezione del collettore uscita surriscaldatore (SH2), delle tubazioni che lo collegano agli attemperatori e degli attemperatori stessi per i quali è in atto la valutazione, da parte dell'INAIL, per l'autorizzazione all'ulteriore esercizio (l'utente ha richiesto un intervallo di riscontro pari a 50.000 ore).

In occasione della verifica d'integrità sono stati controllati:

1. Economizzatore;
2. Corpo cilindrico e suoi tubi di caduta principali, tubi di alimento evaporatore e collettore; tubazione vapore saturo e ritorni;
3. Principali collettori di tubi;
4. Surriscaldatori SH1, SH2 e SH3;
5. Attemperatori;
6. Parti in pressione – Valvole;

2.5 Specifiche di controllo e personale

Per l'esecuzione delle attività di controllo si è fatto riferimento a norme EN pertinenti quali:

- Esame visivo (VT): EN 17637:2017 e EN 17638:2016;
- Esame ultrasonoro per rilievo di spessori (UTS): EN 14127:2011;
- Esame ultrasonoro difettoscopico di saldature (UT): EN 16810:2014 e EN ISO 17640:2018 (livello di accettabilità 2 secondo EN11666:2018);
- Esame magnetoscopico (MT): EN1369:2012 e EN ISO 17638:2016;
- Esame con liquidi penetranti (LP): EN3452-1:2013 e EN ISO 23277:2015.

Il personale addetto all'esecuzione dei controlli non distruttivi è qualificato almeno di II° livello in accordo alla UNI EN ISO 9712:2012 (ora UNI EN ISO 9712:2022). Tutte le saldature dei tratti scoibentati sono state sottoposte a controllo visivo (VT). Sono stati controllati mediante esame magnetoscopico o liquidi penetranti tutti gli eventuali accessori saldati nelle vicinanze delle saldature delle parti in pressione e comunque dei pezzi sottoposti a controllo. Nel caso di inaccessibilità delle saldature, i controlli sono stati effettuati spostandosi sulla saldatura più vicina. Le saldature in prossimità di valvole sottoposte a controlli ultrasonori (UT) sono state controllate per quanto possibile.

2.6 Verifica dei supporti

Per alcune tubazioni non si hanno elementi sufficienti per valutare lo stato di funzionalità dei supporti. Le attività eseguite sono state finalizzate all'individuazione delle posizioni dei supporti che presentavano eventuali criticità. La valutazione dei risultati delle verifiche, oltre a fornire una indicazione di massima del corretto funzionamento dei supporti e quindi della efficienza delle linee, è stata impiegata come criterio generale per individuare le posizioni ove effettuare ulteriori controlli non distruttivi. L'attività si è articolata in due fasi: *Controllo visivo "a freddo"* e *controllo visivo "a caldo"*; in quest'ultima fase si segnalano eventuali problemi specifici dei singoli supporti quali: usura e cattiva conservazione dei sistemi di ancoraggio del supporto alla tubazione, evidente danneggiamento del tirante o della sospensione dei tiranti, supporti "in battuta", e si procede a rilevare l'appostamento degli indici mobili e degli indicatori tridimensionali laddove presenti. Si procede, inoltre, a segnalare eventuali interferenze della linea con le strutture fisse d'impianto o macroscopiche deformazioni della linea stessa.

2.7 Dettaglio delle verifiche sul corpo cilindrico e sulla tubazione di caduta del generatore al servizio della linea 1 con i relativi dati di progetto (tabella 2.7.1)

1. Esame visivo;
2. Esame magnetoscopico;
3. Rilievo spessimetrico con ultrasuoni;
4. Esame difettoscopico con ultrasuoni di saldature;

Corpo Cilindrico										
Tubo di caduta principale										
Dati identificativi			Dati di progetto							Note
Item	Identif.	Descriz. estesa	Mat.	Dn	De	SP Nom.	SP _{min.} Nom.	PS (bar)	TS (°C)	
01	CC	Corpo cilindrico	Marrel AM60	1200	1200	30	30	87	302	Fondo SP _{min} 31
02	TB_CAD	Tubi di caduta	A106 Gr C	400	406,4	21,44	18,76	87	302	N.2 tubi

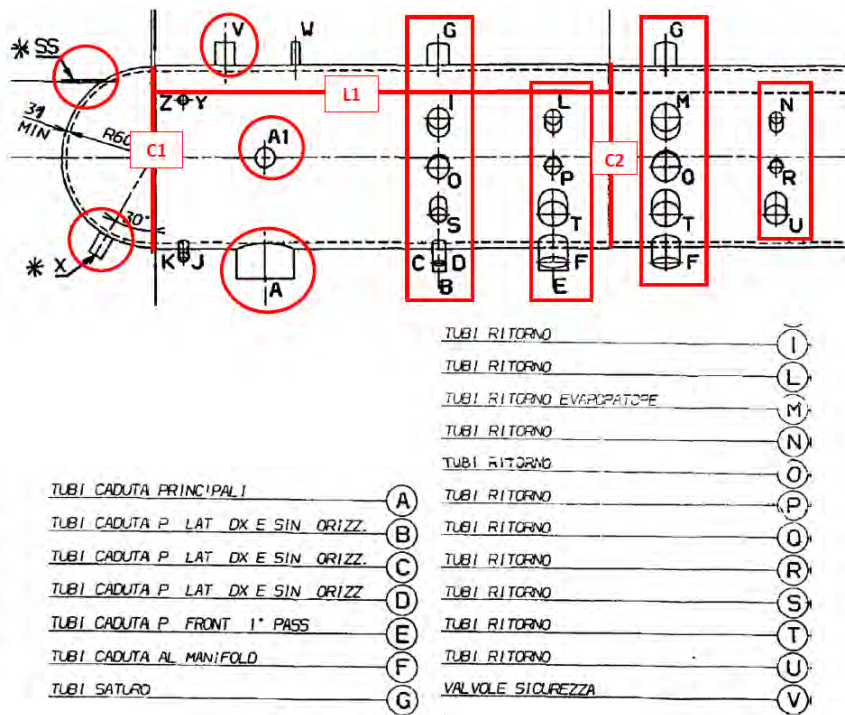


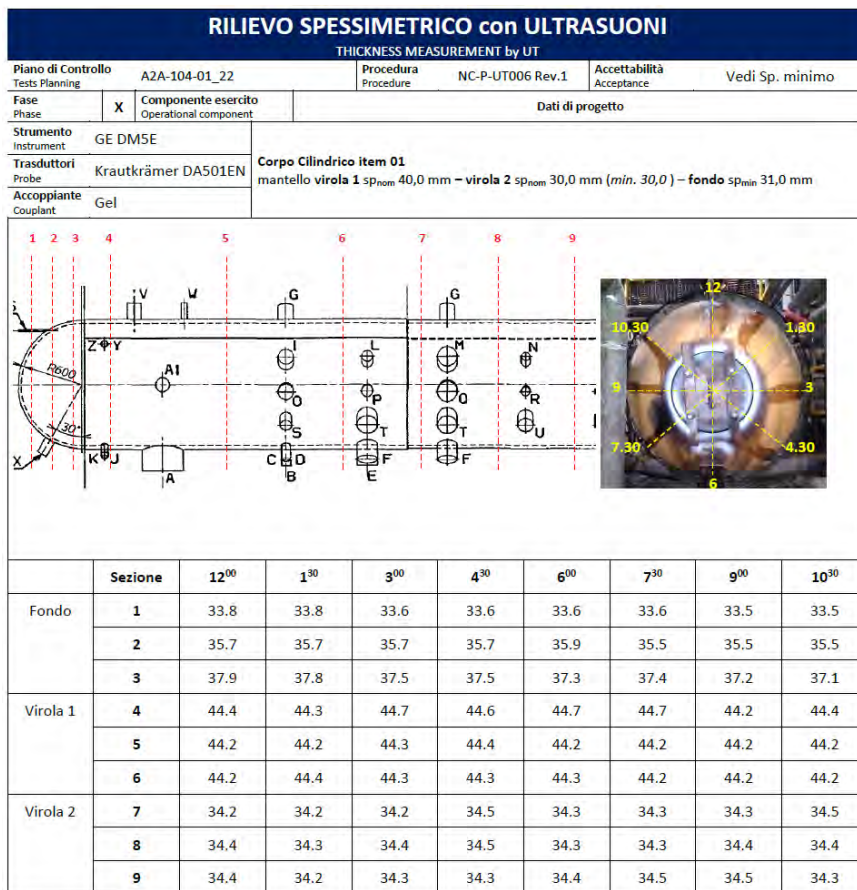
Tabella 1. Dati progettuali dell'attrezzatura

2.8 Parti ispezionate

- Tutte le superfici accessibili e scoibentate nei primi 5 metri lato destro;
- Tutte le saldature dei bocchelli in elenco al corpo cilindrico;
- Saldature di composizione circolari C1 e C2 e longitudinale L1;
- Lo spigolo della foratura per il passo d'uomo sul fondo destro.

Di seguito sono riportati gli estratti dei report di verifica effettuati:

ESAME MAGNETOSCOPICO				
MAGNETIC PARTICLES EXAMINATION				
Piano di Controllo OCP A2A-104-01_22		Procedura Procedure ISO 17638		
Classe di saldatura Welding class /	Estensione Coverage Vedi schema		Accettabilità Acceptance EN ISO 23278 LEV.2	
Condizioni superficiali Surfaces condition	Molato	Fase Phase	Componente esercizio Material	
Tipo di giunto Type of joint	Tests/Testa - (Butt weld)	Spessori Thickness	Processo di saldatura Welding process /	
Parametri / Parameters		Metodo / Method		Osservazione / Observation
CC / DC	X CA / AC	Puntali Prods	Distanza Spacing	X Diretta Directly
Impulso Pulse	5 Sec.	X Giogo Yoke	Distanza Spacing 160 mm	Luca di Wood Wood light
Illuminazione Illuminance ≥ 500 lx				
Prodotti impiegati / Products				
Prodotto / Product	Marca / Trade	Tipo / Type	Colore / Colour	Applicazione / Application
Mezzo di Contrasto Contrast Paint	CGM	Vecoplast	White	SPRAY
Sospensione Liquida Wet Suspension	CGM	LK 35	Black	SPRAY



RILIEVO SPESSIMETRICO con ULTRASUONI				
THICKNESS MEASUREMENT by UT				
Piano di Controllo Tests Planning		A2A-104-01_22		Procedura Procedure
Fase Phase		X		NC-P-UT006 Rev.1
Componente esercizio Operational component		Accettabilità Acceptance		
Strumento Instrument		GE DM5E		
Trasduttori Probe		Krautkrämer DA501EN		
Accoppiante Couplant		Gel		
Tubo di caduta item 01 s _{nom} 21,44 mm (min. 18,76)				
Dati di progetto				
sezione	12 ⁹⁰	3 ⁹⁰	6 ⁹⁰	9 ⁹⁰
1 bocchello	50.9	51.5	50.8	51.0
2	22.2	22.3	22.8	22.8
CV1	A	Estr. 21.0 Intr. 24.4		
	B	Estr. 21.1 Intr. 24.7		
	C	Estr. 21.1 Intr. 24.5		
3	22.9	23.4	22.1	21.1
4	22.8	24.2	21.5	21.4
5	23.7	23.8	21.0	22.4
6	21.7	22.8	23.2	22.0
7	21.6	21.5	22.7	22.2
CV2	A	Estr. 21.9 Intr. 24.5		
	B	Estr. 21.7 Intr. 24.5		
	C	Estr. 22.1 Intr. 24.2		
8	23.1	22.4	22.8	23.1
9	22.4	22.2	22.7	22.3
CV3	A	Estr. 21.1 Intr. 24.2		
	B	Estr. 20.9 Intr. 24.8		
	C	Estr. 21.1 Intr. 24.8		
10	22.1	22.2	22.5	22.8
11	20.9	22.2	21.5	20.8
12	20.8	22.2	21.3	20.6
13 fondello	25.3	25.2	25.1	24.9

ESAME DIFETTOSCOPICO con ULTRASUONI di SALDATURE				
ULTRASONIC EXAMINATION of WELDS				
Piano di Controllo QCP		A2A-104-01_22		Procedura Procedure
Classe di saldatura Welding class		Estensione Coverage		UNI-EN 17640 Technique 1
Fase Phase		<input type="checkbox"/> Prima controllo First test <input type="checkbox"/> Dopo riparazione After repair <input type="checkbox"/> Prima TT Before PWHT <input type="checkbox"/> Dopo TT After PWHT		<input checked="" type="checkbox"/> Componente esercizio Operational component
Condizioni delle superfici Surface conditions		<input type="checkbox"/> Spazzolato Brushed <input type="checkbox"/> Lavorato di macchina Machined		<input checked="" type="checkbox"/> Molato Grinded <input type="checkbox"/> Sabbiato Sandblasted <input type="checkbox"/> Verniciato Painted
Tipo di giunto Type of joint		Tests/Testa - (Butt weld)		Spessori Thickness: 30 / 40 mm Materiale Material: Marrel AM60 ASTM A106 Gr. C
Sonde Probes	Krautkrämer	Tipo Type	B2S	SWB60
	Angolo Angle		0	60
	Frequenza MHz Frequency		4	2
	Dimensioni Cristallo Cristal size (mm)		24	14x14
Taratura Calibration	Posizione (rif.schema) Position (ref to the sketch)		A - B	A - B
	Fondo scala Range (mm)		2T	150
	Amp. d'esame + Gain + (dB)		6	6
	φ foro (mm) Hole diameter		Fbh 2	Sdh 3
Accoppiante Couplant		Gel		
Strumento Instrument		Krautkrämer USMGO (SN 9100012)		
SALDATURE CONTROLLATE				
Corpo Cilindrico item 01				
Saldatura circonferenziale del Tubo di Caduta destro al bocchello "A"				
Saldatura circonferenziale del Tubo di Caduta Parete Frontale Primo Passo al bocchello "E"				
Saldature circonferenziali Fondo/Virola 1 e Virola 1 / Virola 2				
Saldature longitudinali Virole 1 e 2				

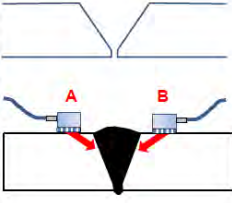
ESAME DIFETTOSCOPICO con ULTRASUONI di SALDATURE					
ULTRASONIC EXAMINATION of WELDS					
Piano di Controllo QCP A2A-104-01_22			Procedura Procedure UNI-EN 17640 Technique 1		
Classe di saldatura Welding class /		Estensione Coverage		Accettabilità Acceptance UNI-EN 11666 Level 2	
Fase Phase <input type="checkbox"/> Primo controllo / First test <input type="checkbox"/> Dopo riparazione / After repair <input type="checkbox"/> Prima TT / Before PWHT <input type="checkbox"/> Dopo TT / After PWHT <input checked="" type="checkbox"/> Componente esercito / Operational component					
Condizioni delle superfici Surface conditions <input type="checkbox"/> Spazzolato / Brushed <input type="checkbox"/> Lavorato di macchina / Machined <input checked="" type="checkbox"/> Molato / Grinded <input type="checkbox"/> Sabbiato / Sandblasted <input type="checkbox"/> Verniciato / Painted					
Tipo di giunto Type of joint Tests/Testa - (Butt weld)			Spessori Thickness 22 mm		Materiale Material Marrel AM60 ASTM A106 Gr. C
Sonde Probes	Krautkrämer Type	MB4	MWB60	MWB70	TIPO DI CIANFRINO BEWELS TYPE 
	Angolo Angle	0	60	70	
	Frequenza MHz Frequency	4	4	4	
	Dimensioni Cristallo Cristal size (mm)	10	8x9	8x9	
	Posizione (rif.schema) Position (ref to the sketch)	A - B	A - B	A - B	
Taratura Calibration	Fondo scala Range (mm)	2T	100	100	
	Amp. d'esame + Gain + (dB)	6	6	6	
	φ foro (mm) Hole diameter	Fbh 2	Sdh 3	Sdh 3	
Accoppiante Couplant Gel					
Strumento Instrument Krautkrämer USMGO (SN 9100012)					
SALDATURE CONTROLLATE					
Tubo di Caduta item 02			Saldatura di connessione al bocchello "A"		
			Saldatura circonferenziale tra CV1 e CV2		

Figure 1. Report degli esami: Visivo, magnetoscopico, spessimetrico, difettoscopico.

2.9 Riepilogo e conclusioni

In tutti i report CND per la linea 1 non è stata individuata alcuna indicazione rilevante. Unica segnalazione riguarda i TUBI SCREEN Item 1.6 1° passaggio che, da esame visivo, presentano danneggiamenti della placcatura in Inconel. Tuttavia, il fenomeno non ha ancora provocato riduzioni di spessore al di sotto del minimo.

Sui tubi Item 1.6 (Tubi Screen 1° passaggio) e 1.13 (Tubi Screen 3° passaggio) sono state fatte delle misure di spessore a campione. Attualmente lo spessore misurato non è inferiore allo spessore minimo previsto da progetto.

Nel report 2208-498 / 5 è stato raccomandato il ripristino del riporto anticorrosione che è stato eseguito come dalle indicazioni progettuali.

Di seguito si riportano le immagini dopo il ripristino di inconel sui tubi screen 1° passaggio.



Figure 2. Ripristino di inconel sui tubi screen 1° passaggio.

Tutti i rilievi spessimetrici con ultrasuoni non hanno rilevato spessori inferiori al valore minimo progettuale calcolato come spessore nominale meno la tolleranza. Su tutti gli esami magnetoscopici eseguiti non sono emerse indicazioni da segnalare. In conclusione, questo lavoro vuole essere il resoconto dettagliato dei controlli da porre in essere su generatori a tubi d'acqua di grosse dimensioni, al fine di indirizzare gli utilizzatori sulla corretta analisi dello stato di integrità di attrezzature in pressione di notevole complessità. Nello specifico, rimangono di fondamentale importanza l'esame visivo, magnetoscopico e spessimetrico. Mentre l'esame ultrasonoro è indispensabile per la verifica delle saldature.

Bibliografia

- [1] d.m. 329 del 01/12/2004
- [2] d.lgs. n. 81/2008
- [3] d.m. 11/04/2011

Analisi dei meccanismi di corrosione di un surriscaldatore di vapore all'interno del termovalorizzatore di Acerra

N. Pedicini¹, M. Faiella¹, C. Liccardo², L. Tassan Pagnochit², A. Cocchiario³

¹Inail - Uot di Napoli

²A2A Ambiente SpA

³Consulente A2A Ambiente SpA

Abstract

Nel Termovalorizzatore di Acerra la configurazione delle caldaie a tubi d'acqua prevede stadi crescenti di surriscaldamento del vapore destinato all'azionamento della turbina; due di questi stadi avvengono in banchi surriscaldatori, denominati SH1.05 e SH3, realizzati con tubi di acciaio al cromo-molibdeno che sono posizionati nel secondo giro fumi (con temperature che vanno dai 450 ai 700 °C).

La temperatura e la tipologia dei fumi e la temperatura del vapore all'interno delle tubazioni comportano problematiche di usura dei banchi di surriscaldatori con conseguente corrosione superficiale delle tubazioni e riduzione degli spessori.

In particolare, la differenza di temperatura del vapore interno relativo alle due tipologie di scambiatori determina un diverso comportamento rispetto ai fenomeni di corrosione/erosione indotti dai fumi esterni, tanto che gli scambiatori SH1.05 sono rivestiti con uno strato di Inconel 625 e parzialmente con coppelle di acciaio (ma vi è comunque la necessità di frequenti interventi di sostituzione), mentre gli scambiatori SH3 sono rivestiti con cemento refrattario con ridotta permeabilità ai fumi.

Gli scambiatori termicamente più sollecitati, gli SH3, sono stati oggetto di analisi di laboratorio al fine di analizzare i meccanismi di corrosione in relazione alle sollecitazioni chimico-fisiche a cui sono sottoposti i materiali costituenti gli scambiatori stessi. I metodi di analisi adottati sono consistiti in indagini microscopiche, analisi chimiche e prove meccaniche su campioni di materiale prelevato da elementi sostituiti in seguito ad interventi di riparazione.

I risultati confermano la buona qualità dei materiali attualmente impiegati. Si evidenziano la possibilità di ulteriori approfondimenti sugli specifici meccanismi di corrosione e la possibile valutazione tecnico-economica sull'impiego di ulteriori tipologie di materiali caratterizzati da una ancor più elevata resistenza all'attacco chimico.

Keywords: corrosione, fumi, surriscaldatori.

1. Introduzione

Il Termovalorizzatore di Acerra è un impianto di recupero energetico dai rifiuti, progettato per produrre energia elettrica. È costituito da tre caldaie per la produzione di vapore, collegate ad un unico turbo-generatore.

La configurazione delle caldaie prevede diversi stadi di surriscaldamento del vapore realizzati con tubi di acciaio, seguiti da un ulteriore stadio di surriscaldamento (SH3) posizionato nel secondo giro fumi e rivestito con refrattario.

Gli scambiatori SH3 sono stati oggetto di analisi di laboratorio, di seguito presentate.

2. Indagini su meccanismi di corrosione SH3

Una sezione del pannello SH3 è stata inviata in laboratorio per le analisi, di seguito i risultati ottenuti.



Figura 1. Sezione di pannello analizzata



Figura 2. Dettaglio del campione analizzato

Inizialmente sono state eseguite le seguenti indagini:

- Rilievo fotografico
- Esame Macrografico
- Durezze HV10
- Esame Micrografico
- Analisi Chimica (XRF)

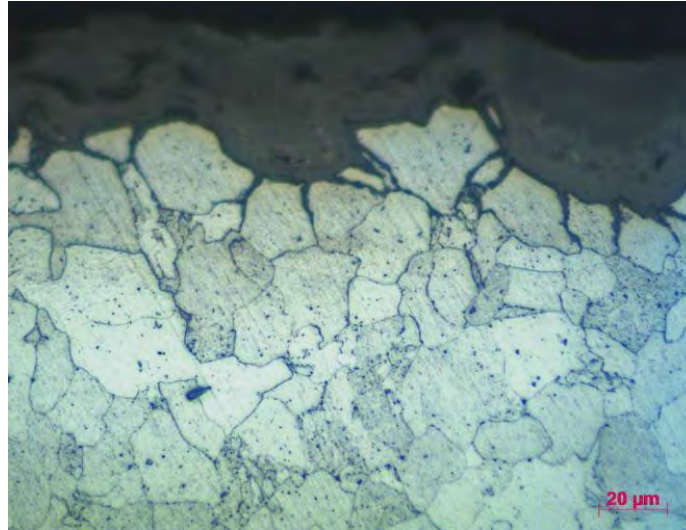


Figura 3. Esame micrografico 500X

**RAPPORTO ANALISI CHIMICA/
CHEMICAL ANALYSIS TEST REPORT**

➤ ANALISI CHIMICA MATERIALE BASE-metodo: XRF / CHEMICAL ANALYSIS BASE MATERIAL - method: XRF

Cr	Mn	Si	Ni	Cu	Mo	Ti	S	P
2.08	0.469	0.503	0.162	0.108	0.955	0.044	0.024	0.021

Note/Remarks: Materiale compatibile con ASTM A 335 P22

Figura 4. Risultati analisi XRF

Successivamente sono state eseguite le seguenti indagini al fine di giungere ad una più accurata comprensione dei meccanismi di degrado.

- Prova di trazione a temperatura ambiente
- Prova di trazione a caldo (477 °C)
- SEM EDX sul pannello tubi e sul cemento
- Controlli C, S, Cl, Na e K
- XRD (diffrazione ai raggi X)

I principali risultati sono appresso riportati:

	T (°C)	Rm (MPa)	Rp 0.2% (MPa)
Materiale tubo pannello	t.a.	568±7,6	385±12,5
	477	427±18,8	345±34,5
Ref. Acciaio A335 P22	t.a.	415	205
	477	401	178

Figura 5. Sintesi dei risultati della prova a trazione e confronto con ASME IID – materiale risulta conforme

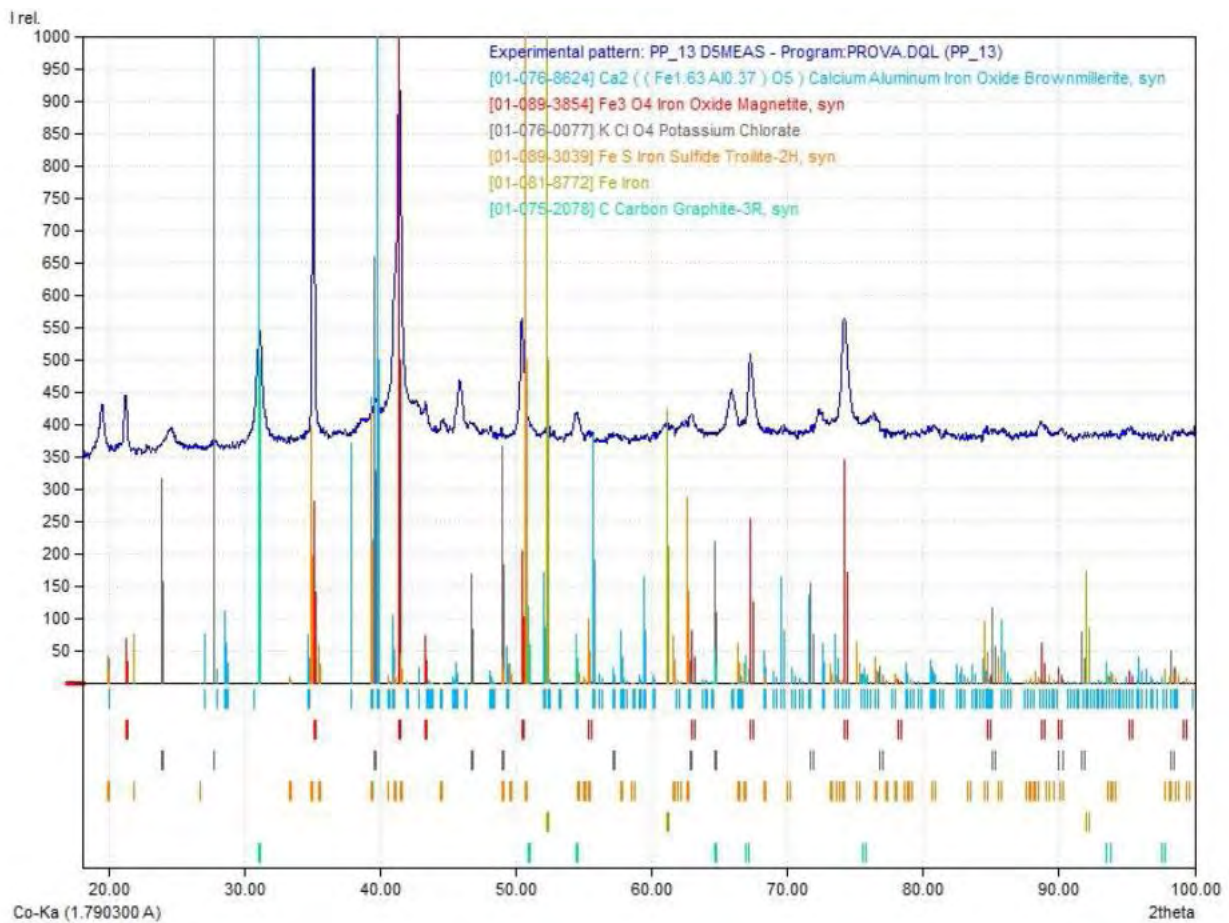


Figura 6. Pattern di diffrazione

Index	Amount (%)	Name	Formula sum
A	5,7	Calcium Aluminum Iron Oxide Brownmillerite, syn	Ca2 ((Fe1.63 Al0.37) O5)
B	46,9	Iron Oxide Magnetite, syn	Fe3 O4
C	2,5	Potassium Chlorate	K Cl O4
D	13,9	Iron Sulfide Troilite-2H, syn	Fe S
E	1,2	Iron	Fe
F	29,7	Carbon Graphite-3R, syn	C
	4,9	<i>Unidentified peak area</i>	

Figura 7. Fasi individuate risultanti dal pattern di diffrazione

Le analisi XRD sono state condotte su un campione massivo di materiale prelevato dalla superficie del pannello mediante spazzolatura e successivamente macinato al mortaio. I risultati delle analisi mostrano sia prodotti di corrosione che prodotti non ascrivibili ad attacchi corrosivi.

Aver riscontrato che circa il 50% dei prodotti aderenti alla superficie sono costituiti da Magnetite indica una sostanziale adeguatezza qualitativa del materiale. Gli ossidi di Fe

come la Magnetite, se di adeguata consistenza ed uniformità, possono svolgere una funzione protettiva (passivante) che evita ulteriori assottigliamenti.

Diversamente, il FeS può ritenersi un composto che in taluni casi può favorire la localizzazione dell'attacco, col rischio di vaiolature crateriformi.

La presenza di depositi carboniosi e di ossidi clorurati è chiaramente riconducibile sia alla carica del forno sia alla ventilazione comburente (che in impianti situati in zone marine favoriscono la formazione di depositi aderenti di Cloruri). Quando non si può incidere sulla carica, l'unico modo per ridurre tali depositi è quello di ottimizzare la quantità di aria in ingresso, evitandone gli eccessi.

Una quantità significativa di sostanze clorurate (quali il KClO_4) può svolgere una funzione di catalizzatore di processi di danneggiamento da sali fusi, in grado di dissolvere la magnetite protettiva e quindi favorire fenomeni di perforazione, anche piuttosto rapidi.

Una buona prassi impiantistica consiste nell'intervenire periodicamente per rimuovere tali ossidi, meglio se con tecniche meccaniche, poiché i lavaggi talvolta possono risultare inefficaci, quando le quantità di depositi risultano significative.

Le osservazioni al microscopio elettronico e le misure EDS sono state condotte sulla superficie del pannello tubi e su due campioni prelevati in sezione, in corrispondenza del tubo costituente principale. Analoghe osservazioni sono state condotte anche su frammenti di cemento, dopo specifica preparazione metallografica.

Si riportano di seguito alcune immagini SEM della superficie esterna del tubo, con le relative analisi chimiche puntuali EDS.

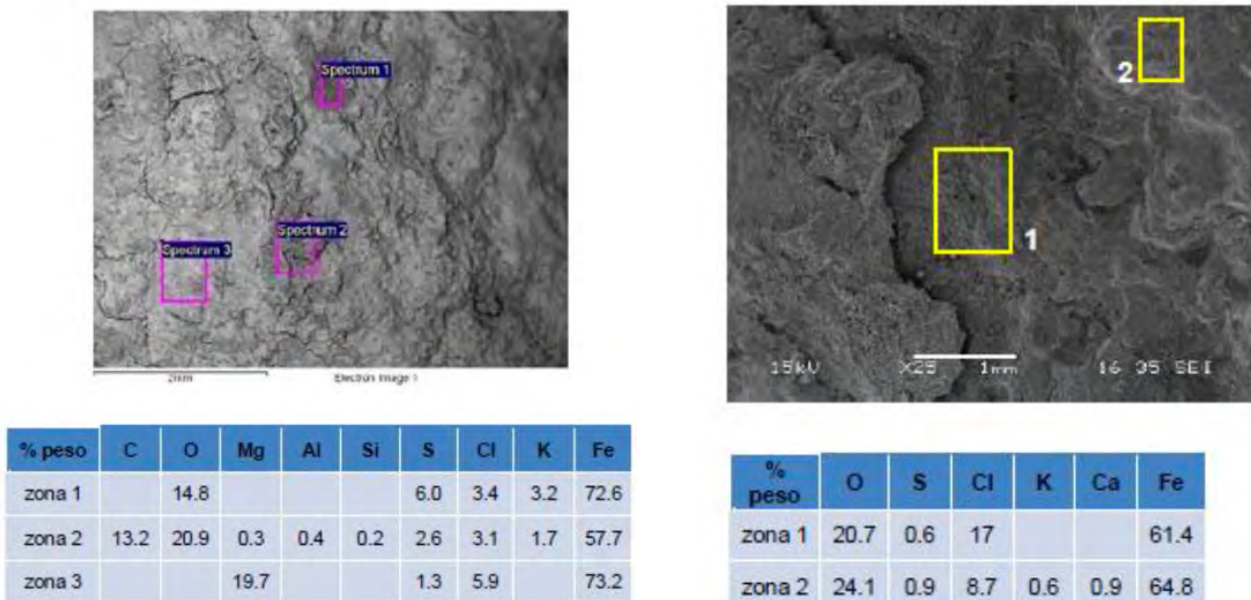


Figura 8. Immagini SEM in elettroni retrodiffusi (BSD) e relative analisi EDS delle superfici esterne del tubo

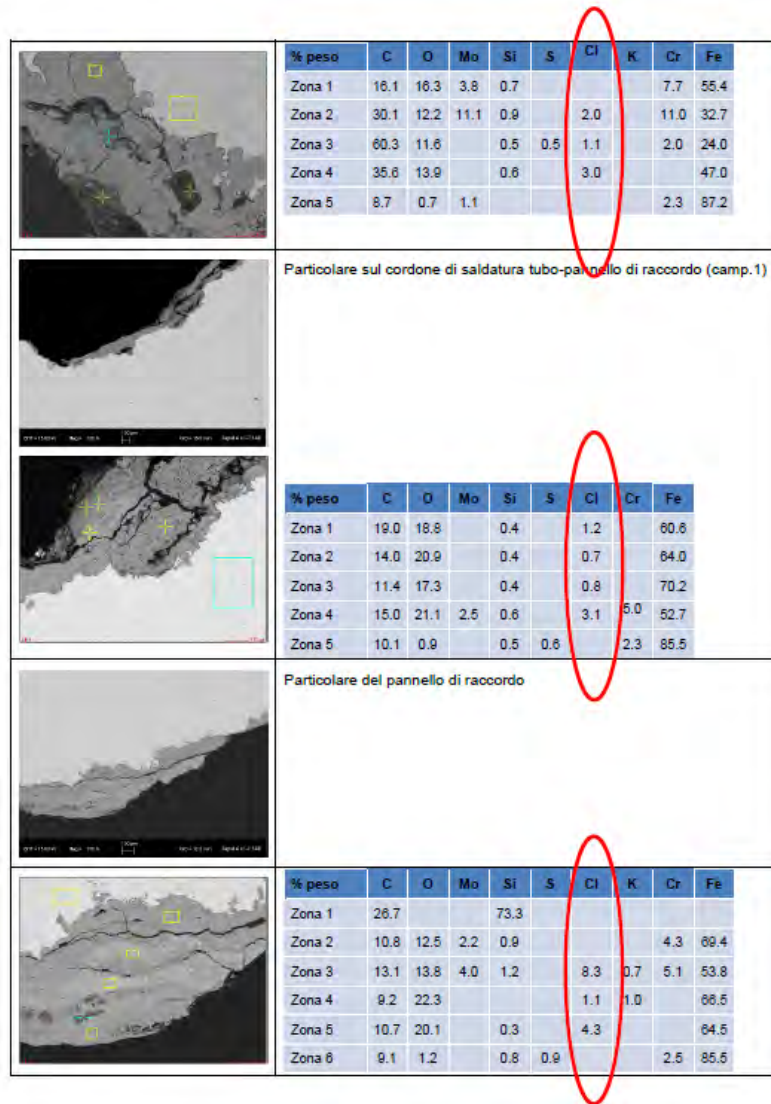


Figura 9. Immagine SEM ed analisi EDS

La superficie esterna dei tubi è ricoperta da ossido (spessore circa 200 μm) in cui, oltre alle prevalenti fasi di ossidi di ferro e cromo, sono presenti elementi esogeni quali S; P; Cl; K, ma preminentemente Cl. Inoltre, in molte zone all'interno dell'ossido appaiono isole compatte in SiC, materiale componente principale del cemento di protezione utilizzato in esercizio

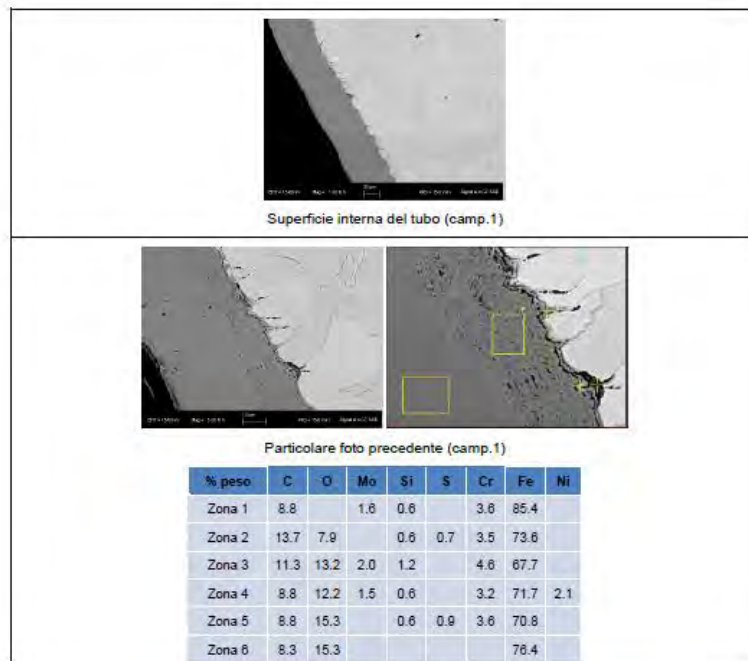


Figura 10. Immagini SEM e relative analisi EDS della superficie interna del tubo

La superficie interna del tubo appare ricoperta di un ossido stratificato di spessore attorno ai 40 μm , con alcune cricche orientate in direzione radiale, con una profondità fino a circa 80 μm . Lo strato più esterno, prevalentemente in ossido di ferro, ha uno spessore di circa il 70% del totale, mentre lo strato più prossimo alla superficie mostra un maggior contenuto in ossido di cromo rispetto allo strato esterno. Ci sono inoltre tracce piuttosto modeste di S.

3. Considerazione finali sui risultati delle indagini svolte

Le analisi microstrutturali al microscopio, in sezione trasversale dei tubi esaminati, hanno evidenziato una sostanziale omogeneità della microstruttura comparando le zone prossime al diametro esterno, a metà spessore e al diametro interno; non risultano evidenti difettosità significative della microstruttura.

Sono state rilevate alcune inclusioni e separazioni di modeste dimensioni tra tubo metallico e strato cementizio.

La superficie esterna del tubo mostra una marcata forma di danneggiamento corrosivo generalizzato.

La superficie interna del tubo mostra una uniforme ossidazione ed alcune modeste cricche ossidate orientate in direzione radiale.

Le analisi XRD mostrano la presenza di ossidi di Ferro e ossidi misti di Alluminio e Calcio e cloruro di Potassio e Solfuro di Ferro. Questi sono ossidi solo in parte ascrivibili a processi di corrosione.

Si è inoltre riscontrato che circa il 50% dei prodotti aderenti alla superficie sono costituiti da Magnetite e quindi una sostanziale adeguatezza qualitativa del materiale. Gli ossidi di Fe come la Magnetite, se di adeguata consistenza ed uniformità, possono svolgere una funzione passivante della superficie che evita ulteriori assottigliamenti.

Diversamente, il FeS può ritenersi un composto che in taluni casi può favorire la localizzazione dell'attacco, col rischio di vaiolature crateriformi.

La presenza di depositi carboniosi e gli ossidi clorurati è chiaramente riconducibile sia alla carica del forno e sia alla ventilazione comburente (che in impianti situati in zone marine favoriscono la formazione di depositi aderenti di Cloruri). Quando non si può incidere sulla carica, l'unico modo di ridurre tali depositi è quello di ottimizzare la quantità di aria in ingresso, evitandone gli eccessi.

Una quantità significativa di sostanze clorurate (quali il $KClO_4$) può svolgere una funzione di catalizzatore di processi di danneggiamento da sali fusi, in grado di dissolvere la magnetite protettiva e quindi favorire fenomeni di perforazione, anche piuttosto rapidi.

Una buona prassi impiantistica consiste nell'intervenire periodicamente per rimuovere tali ossidi, meglio se con tecniche meccaniche, poiché i lavaggi talvolta possono risultare inefficaci, quando le quantità di depositi risultano significative.

Le prove confermano la buona qualità del materiale impiegato che corrisponde ad un acciaio tipo P22; non si notano anomalie metallurgiche riconducibili all'esercizio. Sulla superficie esterna dei tubi si identificano prodotti di corrosione legati alla combustione e non si trovano contaminanti del cemento esterno che quindi non contribuisce al fenomeno corrosivo, per questo l'ipotesi è che i fumi di combustione, attraverso alcune rotture del cemento refrattario, possano insinuarsi tra il cemento e pannelli-tubi, dove condensando iniziano l'attacco corrosivo sul materiale base.

4. Bibliografia

[1] Kamuk B. Consequences by operating at extreme steam parameters. Presentazione tenuta al WtERT EU Meeting 2010, October 12-14, Brno, Czech Republic.

[2] Main A, Maghon T. Concepts and experiences for higher plant efficiency with modern advanced boiler and incineration technology. Presentazione (paper 3541) tenuta al NAWTEC 18, May 11, 2010, Orlando, FL, USA.

[3] Rapporto CISE-SCC-94-95. Stato dell'arte sul problema della corrosione ad alta temperatura negli inceneritori di rifiuti.

[4] Rapporto di prova 21080140 TecnoLab-lab Service srl – CND Service srl - Termovalorizzatore di Acerra – Indagini su campione di tubi SH3. Documento A2A Ambiente SpA

[5] Iovene R., Malvezzi S., Moretti D. Analisi dei meccanismi di danno nei surriscaldatori di vapore all'interno di un termovalorizzatore – Atti SAFAP 2014

Fattore di danno da creep secondo le metodologie di riferimento API 581

R. Cozza

SARTEC

Abstract

L'ispezione basata sul rischio (RBI) è un approccio proattivo alla gestione del rischio negli impianti industriali.

Si tratta di un processo strutturato e sistematico che aiuta a identificare le apparecchiature a maggior rischio e a dare priorità alle attività di ispezione e manutenzione in base a tale rischio.

L'RBI è utilizzato in molti settori, tra cui quello petrolifero e del gas, chimico, petrolchimico e della produzione di energia.

Il processo RBI inizia con l'identificazione delle apparecchiature critiche e la determinazione dei rischi potenziali associati al loro guasto. Ciò comporta l'analisi del progetto dell'apparecchiatura, delle condizioni operative e dei dati storici relativi a ispezioni, guasti e riparazioni. Il rischio viene quindi quantificato moltiplicando la probabilità di guasto per le conseguenze del guasto stesso.

Un'ulteriore fase dell'analisi RBI consiste nel definire le priorità delle apparecchiature in base al loro livello di rischio. Questo aiuta ad allocare le risorse in modo efficace, concentrandosi prima sulle apparecchiature con il rischio più elevato. Il processo RBI determina quindi le attività di ispezione e manutenzione appropriate in base al livello di rischio dell'apparecchiatura. Ad esempio, le apparecchiature ad alto rischio possono richiedere ispezioni più frequenti e/o più approfondite.

L'API RP 580 fornisce indicazioni sullo sviluppo di un programma RBI per apparecchiature statiche e le tubazioni, mentre l'API RP 581 fornisce procedure quantitative dettagliate per applicare la metodologia RBI.

L'Appendice J della prima edizione (2000) dell'API RP 581 conteneva procedure da applicare ai danni da Creep dei tubi dei forni. Tuttavia, la seconda (2008) e la terza (2016) non contenevano alcuna procedura per l'applicazione al danno da Creep delle apparecchiature, compresi i tubi dei forni.

È stato intrapreso un progetto RBI per un'unità di raffineria che richiedeva la valutazione dei componenti soggetti a danni da Creep. Nell'ambito di questo progetto, è stato sviluppato un modello dettagliato di probabilità di guasto (PoF) per il Creep.

Il presente documento esamina il modello PoF di Creep sviluppato e discute un caso di studio della sua applicazione. La PoF è stimata utilizzando una funzione di stato limite in cui la resistenza è caratterizzata dalle espressioni di Larson-Miller per il Creep e la rottura.

Per stimare la PoF si utilizza il metodo del valore medio del primo ordine e secondo momento (MVFOSM).

Il PoF calcolato con il metodo MVFOSM viene confrontato con i risultati applicando una simulazione Montecarlo.

Il caso di studio comprende il calcolo del Fattore di Danno per Creep e l'applicazione del principio di sovrapposizione per il Fattore di Danno per Thinning e Creep.

Keywords: Risk Based Inspection, scorrimento viscoso.

1. Affidabilità strutturale: approccio deterministico e probabilistico

In presenza di indeterminazione non è sempre semplice rispondere ai requisiti di progettazione.

La figura mostra un semplice esempio che considera due variabili: una variabile correlata alla richiesta del sistema (es.: carico di una struttura, S) ed una correlata alla capacità del sistema (es.: resistenza di una struttura, R).

Sia R che S sono variabili casuali e possono essere caratterizzate dai seguenti parametri:

- media μ_S e μ_R
- deviazione standard σ_S , σ_R ,
- distribuzione cumulata di probabilità $f_S(s)$ e $f_R(r)$

La figura identifica anche i valori deterministici (nominali) di queste variabili, S_N and R_N , questi valori sono utilizzati nell' approccio convenzionale basato sugli indici di sicurezza.

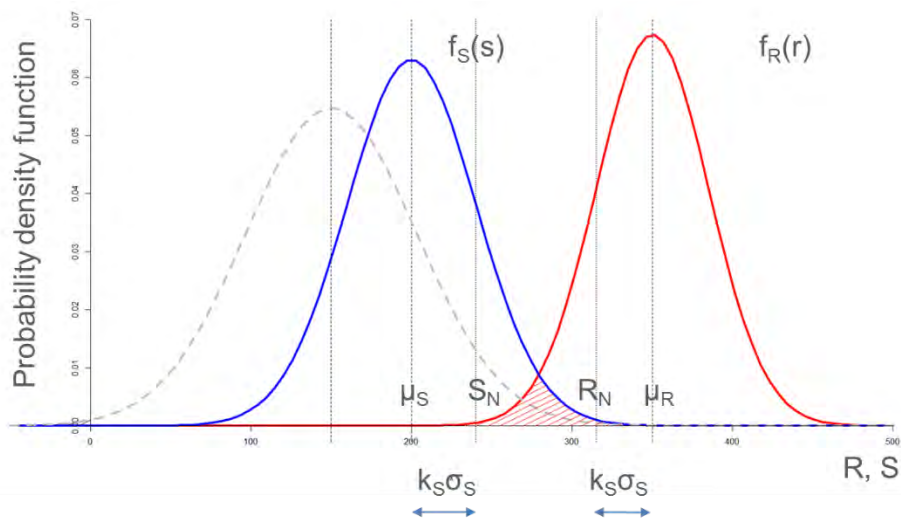


Figura 1. Distribuzione cumulata di probabilità $f_S(s)$ e $f_R(r)$

Sempre riferendosi alla figura, in un contesto deterministico, è richiesto che R_N sia maggiore di S_N con uno specifico margine di sicurezza (S_F):

- $S_F = R_N / S_N$

La resistenza nominale (o capacità) R_N è normalmente un valore conservativo, tipicamente uno, due, o tre deviazioni standard al di sotto del valore medio.

Il carico nominale (o richiesta) S_N è anch'esso un valore conservativo tipicamente uno, due, o tre deviazioni standard al di sopra del valore medio.

Riferendosi alla figura, quando la variabilità del carico e della resistenza sono espresse come una densità di probabilità, è possibile esprimere il rischio in termini di probabilità di "failure" o $P(R < S)$ come:

$$p_f = P(\text{failure}) = P(R < S) = \int_0^{\infty} \left[\int_0^S f_R(r) dr \right] f_S(s) ds = \int_0^{\infty} F_R(s) f_S(s) ds$$

dove $F_R(s)$ è la distribuzione cumulata di R valutata ad s.

Questa espressione può essere considerata come l'equazione di base nell'ambito della progettazione basata sul rischio.

1.1 Definizione generale dell'indice di affidabilità

Consideriamo una struttura con resistenza R soggetta ad un singolo carico S.

Se sia R che S sono variabili normali è conveniente trasformarle nella loro forma standard che non è altro che la loro forma adimensionale.

Le variabili R ed S possono essere quindi trasformate nelle loro forme standard:

$$Z_S = \frac{S - \mu_S}{\sigma_S}$$

$$Z_R = \frac{R - \mu_R}{\sigma_R}$$

$$S = \mu_S + Z_S \sigma_S$$

$$R = \mu_R + Z_R \sigma_R$$

La funzione stato limite $g(R,S) = R-S$ può quindi essere espresso come:

$$g(Z_R, Z_S) = \mu_R + Z_R \sigma_R - \mu_S - Z_S \sigma_S = (\mu_R - \mu_S) + Z_R \sigma_R - Z_S \sigma_S$$

Per ogni valore specifico di $g(Z_R, Z_S)$ l'equazione di cui sopra rappresenta una linea retta nello spazio delle variabili Z_R e Z_S .

La linea di nostro interesse per le nostre analisi di affidabilità è la linea corrispondente a $g(Z_R, Z_S) = 0$: questa linea separa i due domini "safe" e "failure" nello spazio delle variabili Z_R e Z_S .

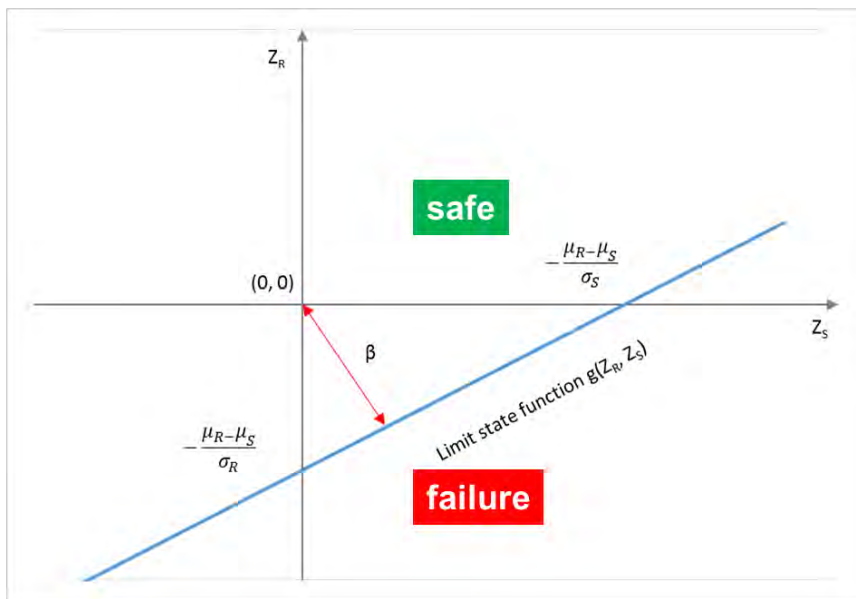


Figura 1. Linea stato limite per $g(Z_R, Z_S) = 0$.

Nel contesto della presente discussione è possibile definire l'indice di affidabilità β come la più breve distanza dall'origine alla retta $g(Z_R, Z_S) = 0$.

Utilizzando la geometria, l'indice di affidabilità β è pari a:

$$\beta = \frac{\mu_R - \mu_S}{\sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_S^2}}$$

Per variabili casuali con distribuzione normale si dimostra che l'indice di affidabilità β è correlato alla probabilità di avaria da:

$$\beta = -\Phi^{-1}(p_f)$$

1.2 L'indice di affidabilità Hasofer-Lind

L'indice di affidabilità Hasofer-Lind, β , è definito come di seguito dettagliato:

- Definizione delle variabili ridotte

$$\{Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_n\}$$

utilizzando

$$Z_i = \frac{X_i - \mu_i}{\sigma_i}$$

- Ridefinire la funzione stato limite in termini di variabili ridotte:

$$(Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_n)$$

- L'indice di affidabilità è la più breve distanza dall'origine dello spazio ad n dimensioni delle variabili ridotte con la superficie descritta dall'espressione:

$$g(Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_n) = 0$$

1.3 Funzione stato limite lineare

Si consideri una funzione stato limite nella seguente forma:

$$g(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) = a_0 + a_1 X_1 + a_2 X_2 + a_3 X_3 + \dots + a_n X_n = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i X_i$$

dove i a_i termini ($i = 0, 1, 2, \dots, n$) sono costanti e i X_i termini sono variabili casuali non correlate.

Applicando la procedura di cui sopra per la determinazione dell'indice di affidabilità, si ottiene la seguente espressione per β :

$$\beta = \frac{a_0 + \sum_{i=1}^n (a_i \mu_{X_i})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (a_i \sigma_{X_i})^2}}$$

1.4 Funzione stato limite non lineare

Si consideri una funzione stato limite non lineare.

Quando la funzione non è lineare è possibile linearizzarla utilizzando le serie di Taylor. Il risultato è:

$$g(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) \cong g(x_1^*, x_2^*, x_3^*, \dots, x_n^*) + \sum_{i=1}^n (X_i - x_i^*) \left. \frac{\partial g}{\partial X_i} \right|_{\text{evaluated at } (x_1^*, x_2^*, x_3^*, \dots, x_n^*)}$$

dove

$$(x_1^*, x_2^*, x_3^*, \dots, x_n^*)$$

è il punto dove l'espressione è valutata.

Se il punto dove l'espressione è valutata corrisponde ai valori medi delle variabili casuali l'espressione diventa:

$$g(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) \cong g(\mu_1, \mu_2, \mu_3, \dots, \mu_n) + \sum_{i=1}^n (X_i - \mu_{X_i}) \left. \frac{\partial g}{\partial X_i} \right|_{\text{evaluated at mean value}}$$

A seguito di alcuni passaggi algebrici l'indice di affidabilità β risulta:

$$\beta = \frac{g(\mu_{X_1}, \mu_{X_1}, \mu_{X_1}, \dots, \mu_{X_1})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (a_i \sigma_{X_i})^2}} \quad \text{where} \quad a_i = \left. \frac{\partial g}{\partial X_i} \right|_{\text{evaluated at mean value}}$$

2. Esempio

Si vuole calcolare la probabilità di avaria (failure) a seguito di danneggiamento da creep per un tubo di un forno di raffineria.

Dati di Progetto ed esercizio del tubo del forno

- Material = SA- 335 Grade P22 Year 1998 (2.25Cr 1Mo)
- Typical Conditions = 1.448 MPa(g)@601.66°C (210 psig@1115°F)
- Outside Diameter = 219.075 mm (8.625 in)
- Fabricated Thickness = 8.179 mm (0.322 in)
- Weld Joint Efficiency = 1.0
- Unsupported Length = 3.658 m (144 in)
- Cylindrical Shell
- Operating Time = 131,400 hours (15 yr)
- Corrosion Rate = 0.169 mm/yr (Future Corrosion Allowance, FCA = 15 * 0.169 = 2.54 mm)

2.1 Modello di avaria per Creep

Il modello utilizza la relazione sollecitazione-temperatura-tempo di rottura per il calcolo della probabilità di avaria a seguito di Creep.

Il comportamento di stress-temperatura-rottura dei materiali viene misurato mediante prove a trazione fino a rottura sotto carico costante a temperatura elevata. La resistenza allo stress-temperatura-rottura è rappresentata utilizzando il noto parametro Larson-Miller (LMP), che è definito come segue:

$$LMP = (T + 273) * (\log_{10}[L] + C_{LMP})$$

I valori medi e minimi del parametro Larson-Miller si basano sui tempi medi e minimi di rottura per sollecitazione, e sono calcolati utilizzando le relazioni fornite da API 579-1/ASME FFS-1.

Il parametro di Larson Miller è dato dall'espressione:

$$LMP(\sigma) = A_0 + A_1 * \log_{10}(\sigma) + A_2 * (\log_{10}(\sigma))^2 + A_3 * (\log_{10}(\sigma))^3$$

I valori di A0, A1, A2, A3 e C_{min} e C_{avg} per il parametro minimo e medio di Larson-Miller sono riportati nella API 579-1/ASME FFS-1.

2.2 Approccio deterministico

Di seguito la sintesi dei principali risultati del calcolo utilizzando il modello deterministico¹:

¹ Per questo esempio si utilizza uno spessore completamente corrosivo per semplicità. Un approccio più realistico consiste nel calcolare la sollecitazione in funzione dello spessore, in base ai tassi di corrosione previsti.

Data	Description	UM	Expression	Value
σ_1	Sollecitazione circonferenziale	MPa	$\frac{P * D_{mean}}{2 * E * t_{corr}}$ $= \frac{P * (OD - t_{nom} + CR * age)}{2 * E * (t_{nom} - CR * age)}$	26.679
σ_2	Sollecitazione assiale	MPa	$\frac{P * D_{mean}/2}{2 * E * \{t_{corr} - t_{sl}\}}$ $= \frac{P * (OD - t_{nom} + CR * age)/2}{2 * E * (t_{nom} - CR * age - t_{sl})}$	13.340
σ_3	Sollecitazione radiale	MPa		0.000
σ_e	Sollecitazione equivalente (von-Mises)	MPa	$\frac{1}{\sqrt{2}} * \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2}$	23.105
S_s	Termine utilizzato per il calcolo di S_{eff}	MPa	$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2}$	29.828
J_1	Termine utilizzato per il calcolo di S_{eff}	MPa	$\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$	40.019
C_{min}	Costanti di Larson Miller		19.566	
C_{avg}			18.918	
A_0			2.8323097E + 04	
A_1			-4.6611111E + 03	
A_2			0	
A_3			0	
S_{eff}	Sollecitazione equivalente utilizzata per calcolare la vita rimanente tramite Larson Miller	MPa	$\sigma_e * \exp\left(0.24 \left(\frac{J_1}{S_s} - 1\right)\right)$	25.079
$LMP(S_e)$	Parametro di Larson Miller calcolato per la sollecitazione S_{eff}		$A_0 + A_1 * \log_{10}(S_{eff}) + A_2 * (\log_{10}(S_{eff}))^2 + A_3 * (\log_{10}(S_{eff}))^3$	21,800.730
L_{avg}	Tempo medio a rottura secondo Larson Miller	hours	$10^{\frac{LMP(S_{eff})}{(T+273)} - C_{avg}}$	1,015,793.905
L_{min}	Tempo minimo a rottura secondo Larson Miller	hours	$10^{\frac{LMP(S_{eff})}{(T+273)} - C_{min}}$	228,457.596
L/L_{avg}	Frazione di vita consumata rispetto al tempo medio a rottura			57.48%
L/L_{min}	Frazione di vita consumata rispetto al tempo minimo a rottura			12.93%

Tabella 1. Esempio di calcolo e risultati per la determinazione della frazione di vita consumata

2.3 Approccio probabilistico

Utilizzando il metodo del valore medio del primo ordine del secondo momento (MVFOSM), definiamo una funzione di stato limite come segue:

$$g = R - S$$

Dove R, resistenza:

$$R = \log_{10}[L_{LMP}] = \frac{LMP(\sigma)}{(T + 273)} - C_{LMP}$$

ed S, carico:

$$S = \log_{10}[L]$$

$$g = \log_{10}[L_{LMP}] - \log_{10}[L] = \frac{LMP(\sigma)}{(T + 273)} - C_{LMP} - \log_{10}[L]$$

L'indice di affidabilità β è quindi pari a:

$$\beta = \left(\frac{LMP(\sigma)}{(T+273)} - C_{avg} - \log_{10}[L] \right) / \sigma_{LMP}$$

Dove σ_{LMP} è la deviazione standard di $\frac{LMP(\sigma)}{(T+273)} - C_{LMP}$

Come indicato dall'API Standard 530, il parametro minimo di Larson-Miller si basa sul limite inferiore di confidenza del 95% della media dei parametri di Larson-Miller ottenuto da un adattamento ai minimi quadrati dei dati.

Pertanto, la curva di sollecitazione minima in funzione del parametro di Larson-Miller è determinata sottraendo 1,645 volte la deviazione standard dalla curva della sollecitazione media rispetto al parametro di Larson-Miller.

La differenza tra il valore $\log_{10}[L_{avg}]$ e $\log_{10}[L_{min}]$ viene utilizzata per stimare il valore di σ_{LMP} come segue:

$$\sigma_{LMP} = \left(\frac{LMP(\sigma)}{(T + 273)} - C_{avg} - \frac{LMP(\sigma)}{(T + 273)} + C_{min} \right) / 1.645 = \frac{(C_{min} - C_{avg})}{1.645}$$

Il modello sopra riportato per il calcolo del LoF si basa sui valori di pressione e perdita di spessore dovuto a corrosione costanti.

Per includere la variabilità della pressione e della perdita di spessore possiamo generalizzare l'espressione per calcolo dei valori di $\log_{10}[L]$ come segue:

$$g = \log_{10}[L] = g(P, CR * age, M)$$

dove M rappresenta la resistenza del materiale al Creep.

La funzione g è linearizzata come:

$$\begin{aligned} &g(P, CR * age, M) \\ &\cong g(\mu_P, \mu_{CR*age}, \mu_M) + (P - \mu_P) \frac{\partial g}{\partial P} + (CR * age - \mu_{CR*age}) \frac{\partial g}{\partial CR * age} \\ &\quad + (M - \mu_M) \frac{\partial g}{\partial M} \end{aligned}$$

e indice di affidabilità β è quindi pari a:

$$\beta = \frac{g(\mu_{X_1}, \mu_{X_1}, \mu_{X_1}, \dots, \mu_{X_1})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (a_i \sigma_{X_i})^2}} = \frac{g(\mu_P, \mu_{CR*age}, \mu_M)}{\sqrt{\left(\sigma_P \frac{\partial g}{\partial P}\right)^2 + \left(\sigma_{CR*age} \frac{\partial g}{\partial CR * age}\right)^2 + \left(\sigma_M \frac{\partial g}{\partial M}\right)^2}}$$

dove

$$a_i = \left. \frac{\partial g}{\partial X_i} \right|_{\text{evaluated at meanvalue}}$$

La probabilità di avaria P_f (POF) è quindi:

$$P_f = \Phi(-\beta)$$

Le variabili casuali sono la Pressione, la riduzione di spessore e le caratteristiche del materiale per la resistenza Creep.

I parametri delle distribuzioni statistiche sono dati nella seguente tabella:

Dato	Descrizione	UM	Valore medio	COV	Deviazione standard
P	Pressure	MPa	1.448	0.05	1.448*0.05=0.0724
CR*age= Δt	Thinning reduction	mm	0.127*15= 1.9050	0.170	1.9050*0.170=0.4318
CML	Larson Miller parameter				$\frac{C_{\min} - C_{\text{avg}}}{19.566 - 18.918} = \frac{1.645}{0.646} = 0.394$

Tabella 2. Parametri distribuzione statistiche

Linearizziamo la funzione limite, calcoliamo le deviazioni standard, l'indice di affidabilità e la probabilità di avaria (POF):

Espressione	Descrizione	Valore
$\mu_g = \frac{LMP(\sigma_{\text{avg}})}{(T + 273)} - C_{\text{avg}} - \log_{10}[L]$	Approssimazione del primo ordine alla media della funzione di stato limite	0.888
$\frac{\partial g(P, CR * age, M)}{\partial P} =$	Derivata della funzione limite rispetto alla pressione.	-1.598
$\frac{\partial g(P, CR * age, M)}{\partial CR * age} =$	Derivata della funzione limite rispetto alla Perdita di spessore. Δt =Cr*age	-0.433
$\frac{\partial g(P, CR * age, M)}{\partial M} =$	Derivata della funzione limite rispetto al parametro di Larson Miller	-1.000

Espressione	Descrizione	Valore
$\sigma_g = \sqrt{\left(\sigma_P \frac{\partial g}{\partial P}\right)^2 + \left(\sigma_{CR*age} \frac{\partial g}{\partial CR * age}\right)^2 + \left(\sigma_M \frac{\partial g}{\partial M}\right)^2}$	Approssimazione del primo ordine alla varianza della funzione di stato limite.	0.451
$\beta = \frac{\mu_g}{\sigma_g}$	Indice di affidabilità e probabilità di guasto. $\Phi ()$ è la funzione di probabilità cumulativa di una variabile casuale normale con una media di 0 e una deviazione standard di 1. Questo è il metodo standard per convertire un indice di affidabilità (indipendentemente dalla sua fonte) in una probabilità nominale di guasto e non è esclusivo di questo metodo.	1.96973191
$P_f = -\Phi(-\beta)$	Probabilità di Avaria (POF)	2.44%

Tabella 3. Risultati linearizzazione funzione limite, indice di affidabilità e POF

Il damage factor è calcolato dividendo la probabilità così ottenuta per la probabilità di default indicata nell' API581:

$$DF = \frac{P_f}{0.0000306} = 798.515$$

2.3.1 Risultati simulazione Montecarlo con Oracle® Crystal Ball

Di seguito sono rappresentati i risultati della simulazione Montecarlo utilizzando le espressioni ed i parametri per la distribuzione statistica precedentemente riportati

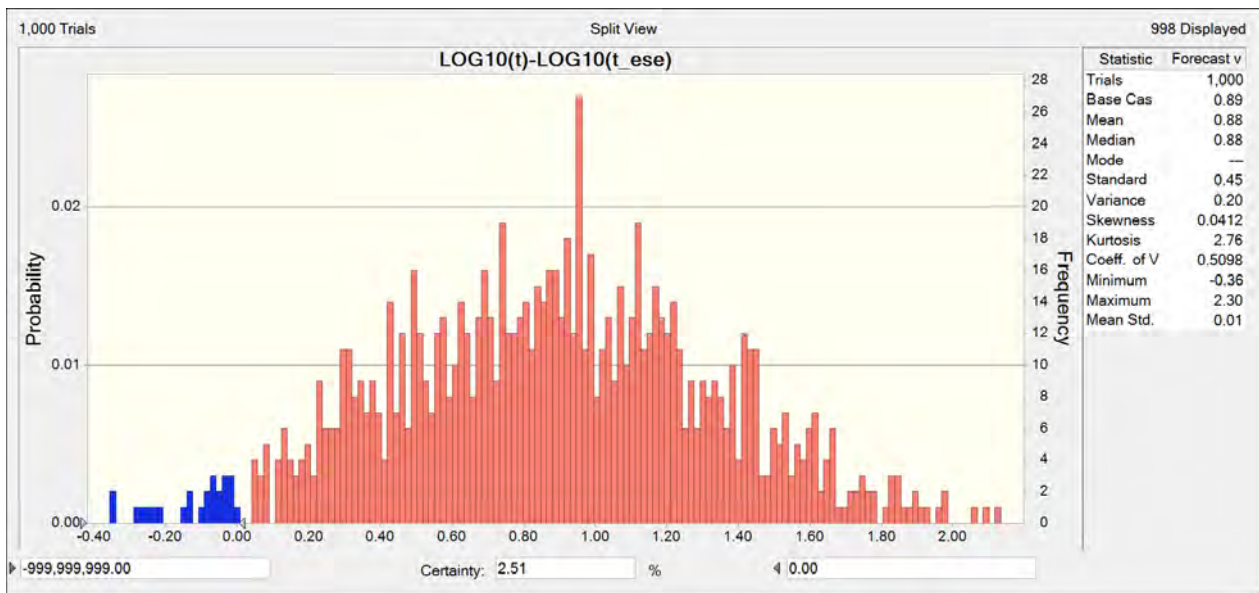


Figura 3. Distribuzione risultati simulazione Montecarlo funzione limite

L' area indicata in blu comprende i valori per cui la funzione di stato limite è < 0, ovvero in cui si ha una failure.

Secondo la simulazione Montecarlo, per 1000 cicli di run, la probabilità di avaria è del 2.51%. La deviazione standard della funzione limite è pari a 0.45.

2.3.2 Calcolo del Damage Factor per il thinning e "globale"

La probabilità di avaria² per il Thinning è pari a 1.8747e-06 con un Damage Factor per il Thinning << 1.

Considerando i meccanismi di danno per Thinning e Creep, e applicando del principio di sovrapposizione per il fattore di fatto, il damage factor globale è pari a:

$$D_{f-total} = \max(D_{fgov}^{thin}; D_{fgov}^{creep}) = \max(0.0613; 798.515) = 798.515$$

Conclusioni

E' stata illustrata la modalità di calcolo per ottenere la probabilità di avaria (POF) per un componente soggetto a Creep.

Si è dimostrato che l'applicazione del metodo del valore medio del primo ordine del secondo momento (MVFOSM) per il calcolo del POF per il Creep utilizzando il metodo di Larson Miller è consistente con i risultati applicando una simulazione Montecarlo. La metodica proposta è applicabile per calcolare in maniera celere, e con limitate risorse computazionali, la probabilità di avaria.

La metodica verrà estesa anche utilizzando il metodo Omega e verrà completata indicando le modalità di applicazione dei risultati delle attività ispettive.

Ricevuto il necessario consenso, la metodica illustrata verrà proposta per essere implementata nelle prossime edizioni dell'API 581.

² PoF è calcolata in accordo a [4] per un solo stato di danno in cui il CR è uguale al CR nominale.

3. Bibliografia

- [1] API PUBL 581, 1st Edition, 2000 - Risk-Based Inspection Base Resource Document
- [2] API RP 581, 3rd Edition, April 2016 - Risk-Based Inspection Methodology
- [3] Kaley, L.C., Trinity Bridge, LLC and Ray, B.D., Marathon Petroleum Company, LLC, API 581 Ballot POF Approach Update, Presentation to API 581 Task Group, November 2011.
- [4] Mike Conley & Lynne Kaley, Lloyds Register & Trinity Bridge, Replacement of RP 581 Table 5.11 "Thinning damage factor" with Mathematical Model, March 2011
- [5] Andrzej S. Nowak, Kevin R. Collins, Reliability of Structures, McGraw-Hill, New York, 2000
- [6] A. Haldar, S. Mahadevan, Probability, Reliability, and Statistical Method in Engineering Design, John Wiley & Sons, 2000
- [7] Alten F. Grandt Jr., Fundamentals of Structural Integrity
- [8] Larson, F. R., and Miller, J., 1952, "Time-Temperature Relationship for Rupture and Creep Stresses," Transactions of the ASME, Vol. 74, pp. 765-775.
- [9] API 579-1, 2021 Edition, December 2021 - FITNESS-FOR-SERVICE
- [10] API 579-2, 1st Edition, August 11, 2009 - Fitness-For-Service Example Problem Manual
- [11] API STD 530, 7th Edition, April 2015 - Calculation of Heater-tube Thickness in Petroleum Refineries.
- [12] Jaske, CE, Topalis, P, Loong, WS, & Md Sidek, AS. "Risk Based Inspection Methodology for Components Subject to High-Temperature Creep." Proceedings of the ASME 2017 Pressure Vessels and Piping Conference. Volume 6B: Materials and Fabrication. Waikoloa, Hawaii, USA. July 16–20, 2017. V06BT06A009. ASME. <https://doi.org/10.1115/PVP2017-66022>
- [13] Riccardo Cozza, "API RP 581: Teorema di Bayes e Indici di Affidabilità", Presentazione al SAFAP, Novembre 2016

Repository Safap: il database degli articoli

F. Ceruti, D.G. Cogliani, C. Delle Site, A. Nebbioso

Inail – Dit

Con la collaborazione di Silvia Ansaldi

Abstract

Il convegno Safap si configura come il più rilevante appuntamento nazionale di confronto tecnico-scientifico del settore relativo alla sicurezza e affidabilità delle attrezzature a pressione e degli impianti di processo; è proposto con cadenza biennale a partire dal 2004, collezionando una grande quantità di articoli scientifici su diverse tematiche.

Il progetto “Repository Safap” è nato con l’obiettivo di realizzare un database che contenesse tutti gli articoli raccolti nei vari convegni Safap, al fine di renderli velocemente fruibili all’utenza con un motore di ricerca di semplice utilizzo.

Per agevolare le funzionalità di ricerca, a ciascun documento sono stati associati tematiche, keyword e altri metadati, definiti e validati dai partecipanti al gruppo di lavoro e gestiti a livello di amministrazione del sistema.

Poiché i Convegni sono organizzati in sessioni tematiche, dedicate ai vari aspetti della vita delle attrezzature a pressione, le tematiche sono state immaginate come “contenitori” che possono essere d’aiuto ad un utente interessato solo ad un argomento generale. Le keyword, così come gli altri metadati, appartenenti ad una o più tematiche, sono state utilizzate invece per agevolare una ricerca più specifica dei documenti.

Utilizzando il database relazionale MySQL e i linguaggi di programmazione PHP e HTML rispettivamente per lo sviluppo dell’applicazione e per le pagine web, sono stati realizzati due ambienti. Un primo ambiente è riservato all’inserimento e alla gestione degli articoli ed è utilizzato dai membri del gruppo di lavoro; un secondo è dedicato alla ricerca (search) dei documenti i cui utenti, in una fase iniziale, saranno i colleghi Inail, che potranno utilizzare modalità di ricerca per testo libero, per metadati o per autore.

Keywords: tematiche, keyword, metadati, documenti.

1. Introduzione

Il convegno Safap è organizzato in sessioni tematiche, dedicate ai vari aspetti della vita delle attrezzature a pressione, dalla progettazione alla fabbricazione, dall’ispezione alla manutenzione.

Le sessioni tematiche delle prime edizioni del Safap erano incentrate esclusivamente su 4 settori: Normazione, Prove non distruttive, Analisi dei rischi, Idoneità all'esercizio di materiali e componenti.

Nel corso degli anni la presentazione dei risultati delle ricerche e dei nuovi studi condotti principalmente dal nostro Istituto sulle tematiche di sicurezza delle attrezzature a pressione, e delle relative esperienze maturate nella pratica della prevenzione nei luoghi di vita e di lavoro, ha riscontrato un crescente interesse e una comprensibile attenzione da parte dei soggetti pubblici e privati interessati a vario titolo al settore delle attrezzature a pressione, e tali da rendere necessaria l'introduzione di nuove tematiche e l'ampliamento delle suddette sessioni.

In particolare, le sessioni di specifico interesse sono focalizzate su tematiche che vanno dall'analisi dei rischi alle direttive europee di settore (PED, TPED, ATEX, Seveso III), dalle metodiche di valutazione dell'idoneità al servizio di attrezzature a pressione (Fitness for Service, Risk Based Inspection) agli approcci di calcolo della vita residua dovuti a creep, fatica, corrosione per le diverse tipologie di attrezzature ed impianti. Un'attenzione particolare è rivolta al ruolo della diagnostica (prove non distruttive) sia in fase di fabbricazione sia di verifica di esercizio, così come alla normazione tecnica nazionale e internazionale e alla regolamentazione nazionale di approccio alla verifica sotto il profilo tecnico ed amministrativo (es. d.m. 329/04, art. 71 d.lgs. 81/08 e d.m. 11 aprile 2011).

1.1 I numeri del Safap

Nel seguito vengono presentati alcune tabelle e grafici che narrano l'evoluzione del Safap nel corso del tempo, dalla sua prima edizione all'ultima, realizzata nel 2021.

Nelle tabelle vengono sintetizzate, per ogni singola edizione, le percentuali di presenza degli articoli accettati e pubblicati negli atti relativi all'edizione stessa:

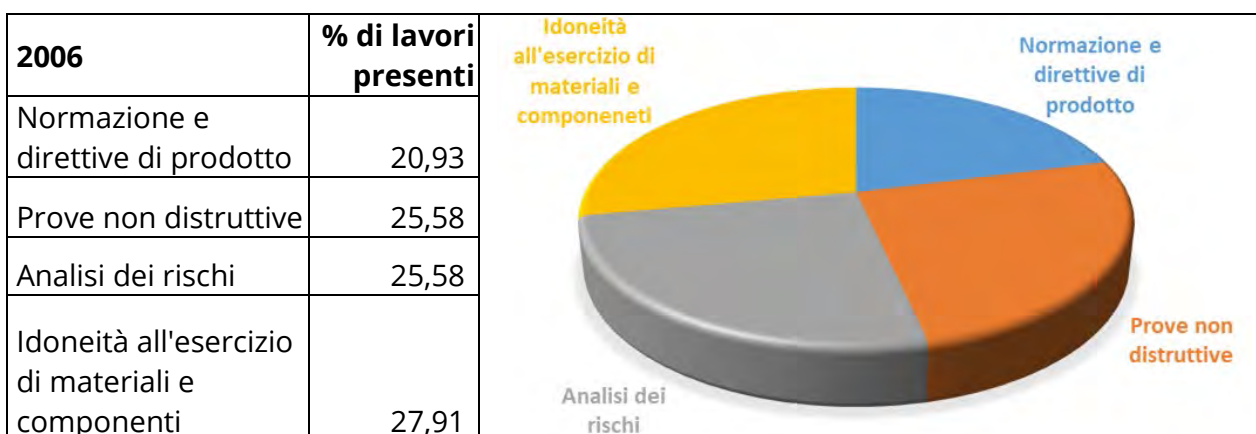


Tabella e Grafico 1. Sessioni SAFAP 2006 [1]

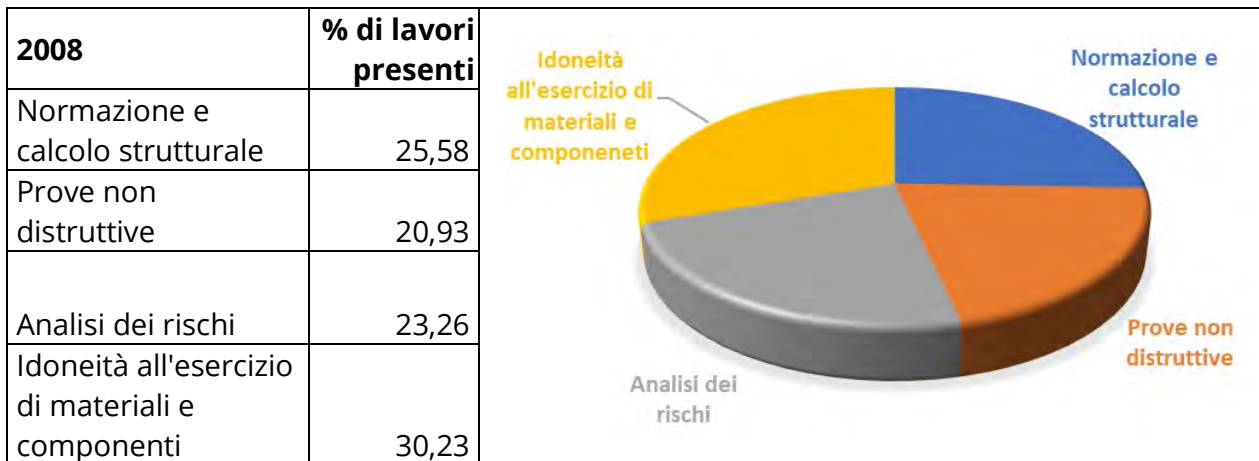


Tabella e Grafico 2. Sessioni SAFAP 2008 [2]

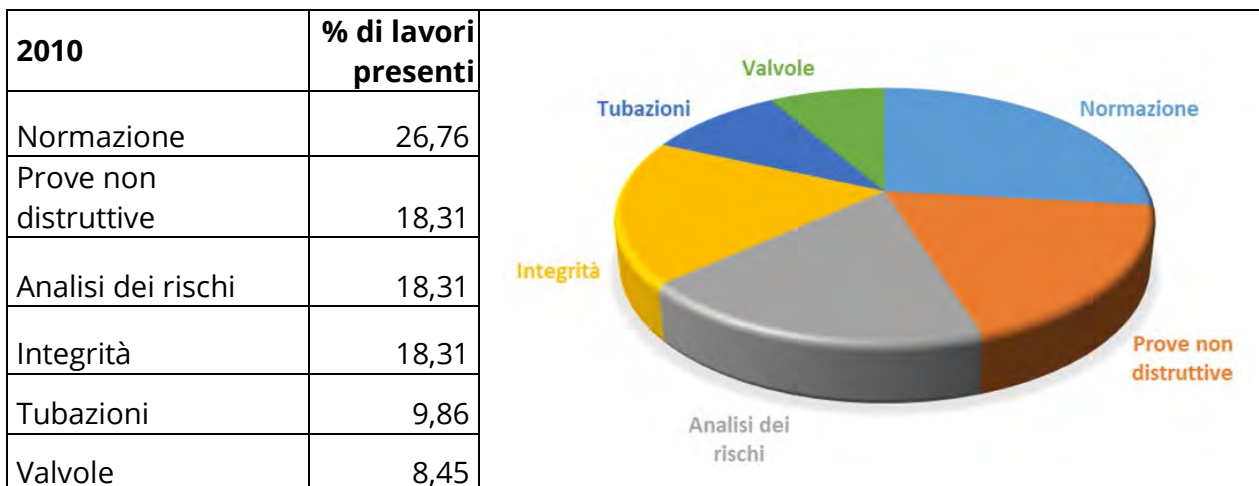


Tabella e Grafico 3. Sessioni SAFAP 2010 [3]

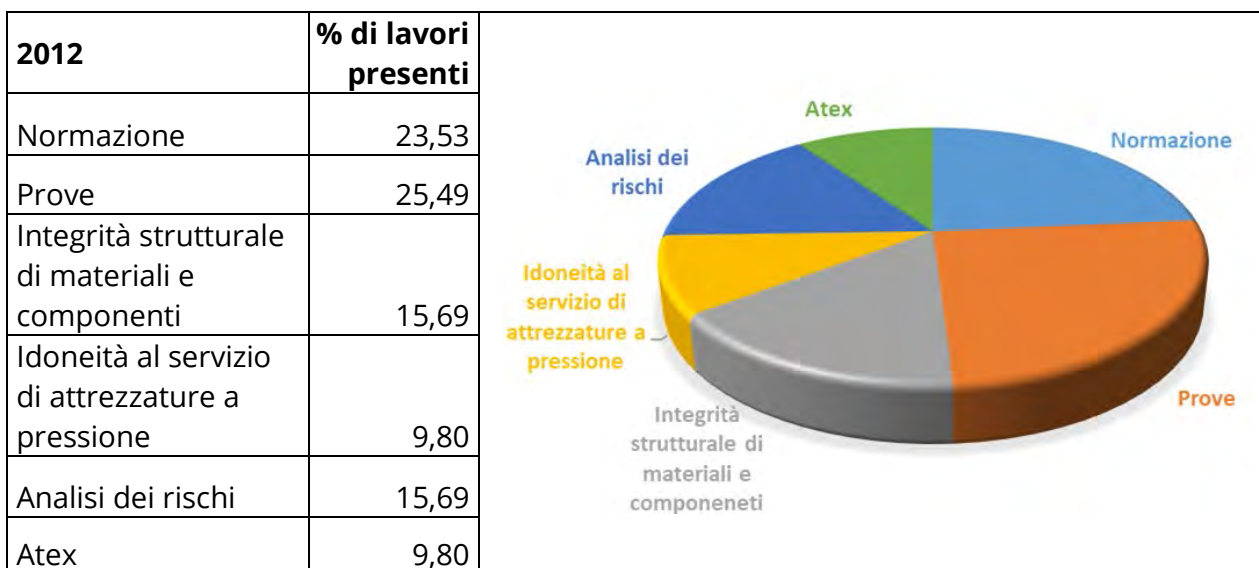


Tabella e Grafico 4. Sessioni SAFAP 2012 [4]

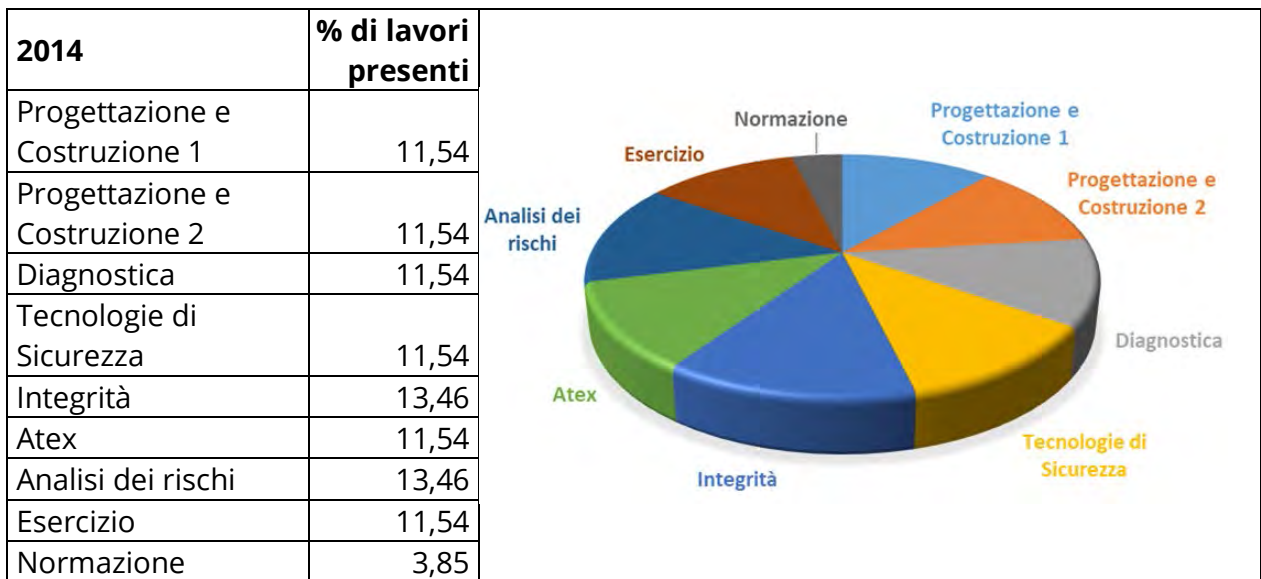


Tabella e Grafico 5. Sessioni SAFAP 2014 [5]

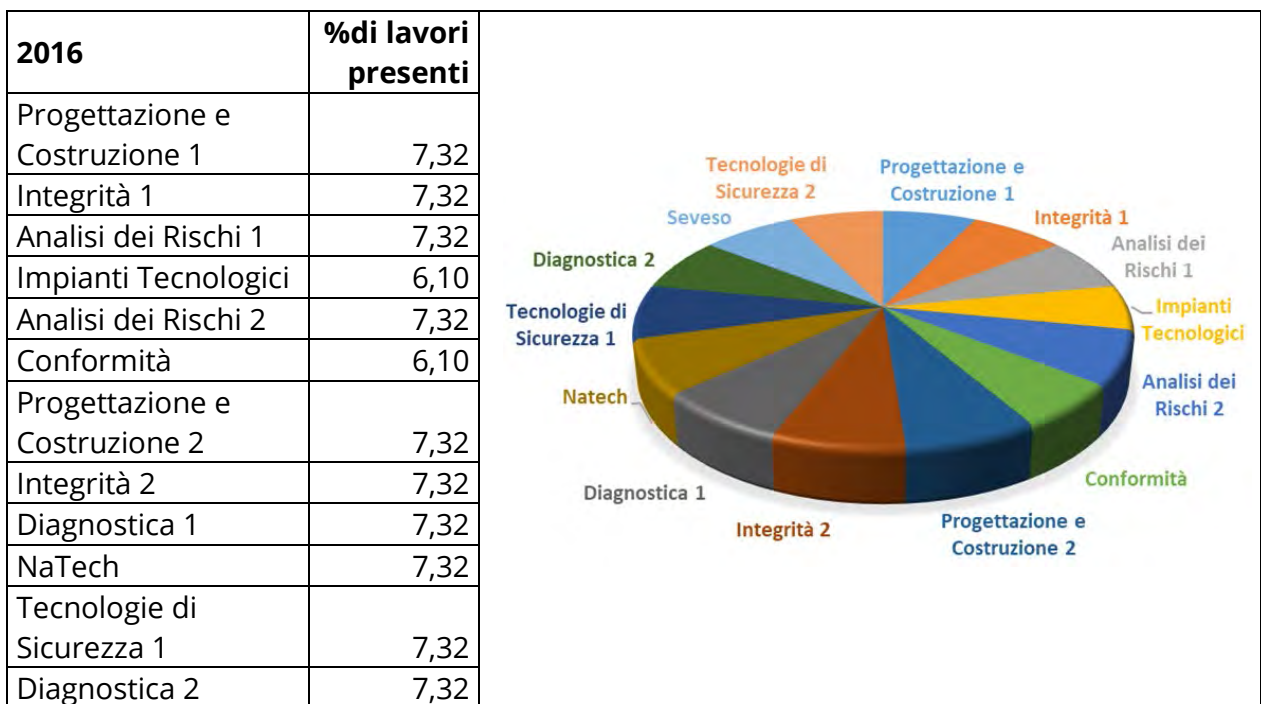


Tabella e Grafico 6. Sessioni SAFAP 2016 [6]

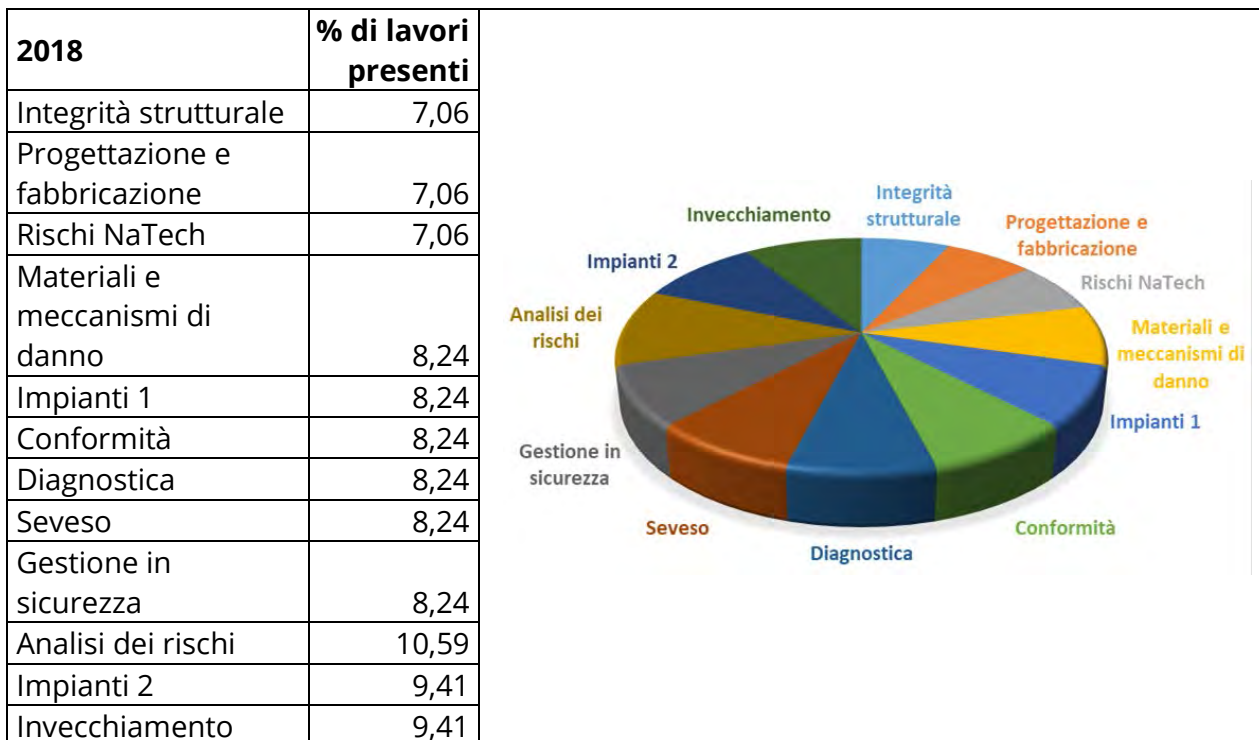


Tabella e Grafico 7. Sessioni SAFAP 2018 [7]

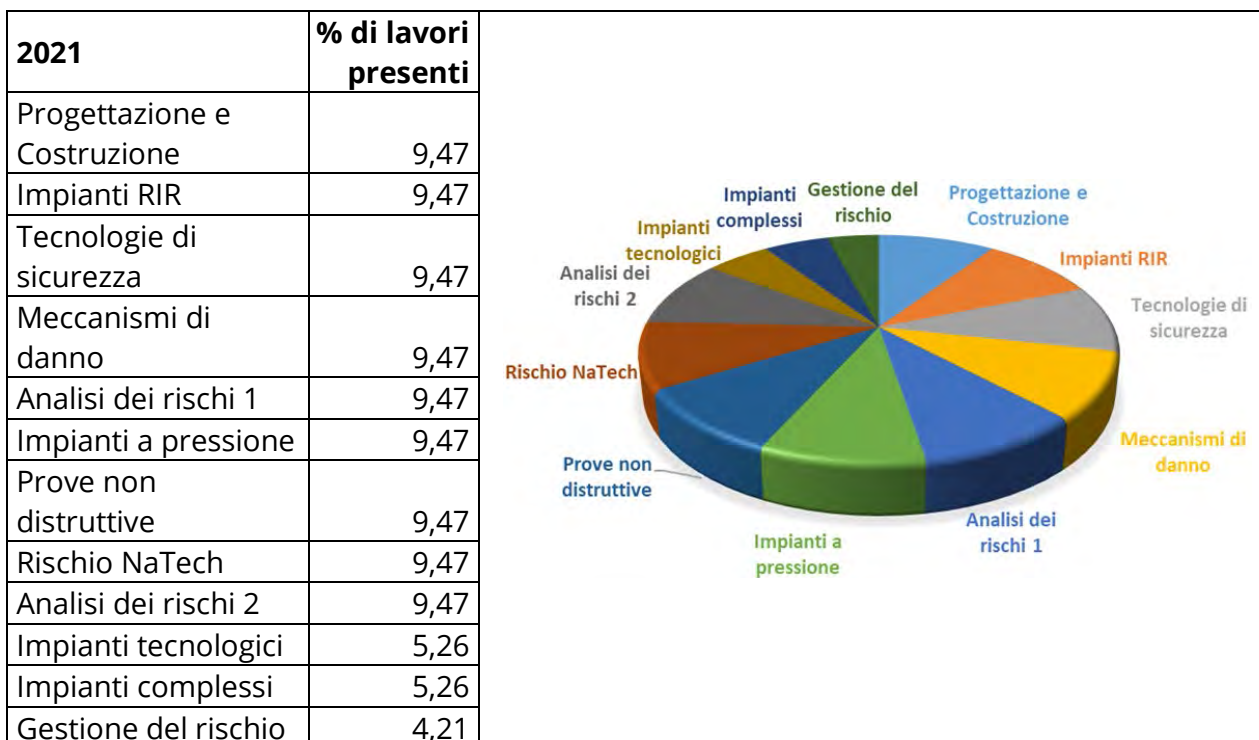


Tabella e Grafico 8. Sessioni SAFAP 2021 [8]

Edizione	Numero memorie
SAFAP 2004	26
SAFAP 2006	43
SAFAP 2008	43
SAFAP 2010	71
SAFAP 2012	51
SAFAP 2014	52
SAFAP 2016	82
SAFAP 2018	85
SAFAP 2021	95

Tabella 9. Numero di memorie presentate (per anno)

L'evoluzione che si è registrata negli anni rispetto alla strutturazione e ai contenuti scientifici del Safap è perfettamente aderente a quella che si è avuta sia in ambito normativo che tecnico in riferimento alle attrezzature in pressione. Un esempio importante in tal senso è l'inserimento delle tematiche "Seveso" e "Rischio Natech" nel 2016, conseguente ovviamente al recepimento italiano della Direttiva Seveso III nel 2015 con il D.Lgs n.105. Un altro elemento che ha influito sull'assetto scientifico del convegno è la nuova configurazione dei Dipartimenti scientifici dell'Istituto che si è avuta a seguito dell'incorporazione dell'IspeSl in Inail. La confluenza di più competenze all'interno del nuovo Dipartimento di innovazione tecnologica ha di fatto ampliato le tematiche di ricerca, certificazione e verifica della Struttura proponente del Safap e ciò ha determinato anche un'estensione dei contenuti dei lavori accettati per il convegno nel corso del tempo.

Per quanto riguarda i numeri, fino all'anno 2021, sono stati pubblicati circa n. 650 articoli scientifici (di cui circa n.100 poster) e le sessioni sono passate dalle n. 4 del 2006 alle n. 12 del 2021. La sessione "analisi dei rischi" è quella che tendenzialmente nelle ultime edizioni è sempre stata la più popolata mentre nei primi anni era quella della "Normazione" ad esserlo. Escludendo le memorie accettate come poster, in assoluto l'edizione più partecipata è stata quella del 2021: rispetto al 2006, prima edizione ad essere strutturata in sessioni tematiche, si è registrato un aumento che ha superato il 100%.

2. Obiettivi

Considerata la numerosità e varietà degli articoli relativi alle diverse edizioni della manifestazione, l'obiettivo del progetto è stata la realizzazione di un repository che raccogliesse i singoli lavori dei convegni svolti e che fosse dotato di specifiche

funzionalità di ricerca, al fine di gestire in modo completo e digitale l'archivio degli articoli e di renderlo velocemente fruibile all'utenza interna con un motore di ricerca che tenesse conto di keyword e di metadati associati a ciascun articolo.

Il Repository sarà fruibile in primis all'utenza interna Inail, ma il progetto prevede la possibilità di allargare l'applicativo anche all'esterno.

3. Archivio documentale SAFAP

Al momento nel Repository sono disponibili gli atti dei convegni Safap 2014, 2016, 2018 e 2021, gestiti come singoli documenti pdf provvisti di indice a link, organizzato sulla base delle sessioni tematiche individuate.

Gli articoli estratti dagli atti del convegno sono stati salvati con nome, numero progressivo e organizzati sotto una cartella che indica l'anno del convegno.

Per poter procedere in modo più rapido all'inserimento dei documenti, è stato utilizzato un file excel che conteneva dati e metadati associati a ciascun articolo, quali: nome del file, tematica, titolo, keyword 1, keyword 2, numero di autori, per ciascun autore si riporta il cognome, nome e affiliazione.

4. Metodologia

Come primo approccio sono state individuate le funzionalità da realizzare, sulla base delle quali sono state stabilite e opportunamente organizzate le caratteristiche che rappresentavano in modo univoco un articolo.

Sono stati previsti due ambienti, uno per l'inserimento e la gestione degli articoli (*administrator*) e uno per la ricerca (*search*), i cui utenti saranno, in una prima fase, i colleghi Inail.

4.1 Analisi delle funzionalità

Per l'ambiente di *administrator* sono state fornite le funzionalità per l'inserimento degli articoli nel *repository*, assegnando le opportune caratteristiche (*metadati*) a ciascuno di essi.

Per l'ambiente di *search*, sono state individuate le possibili interrogazioni. In questa prima fase è stata prevista una ricerca per *metadati* o testuale sul titolo dell'articolo.

4.2 Analisi dei dati

Di seguito si fornisce un elenco non strutturato delle informazioni più rappresentative per ciascun articolo (Fig. 1):

- Anno del convegno
- Sessione tematica
- Autore/i dell'articolo
- Affiliazione dell'autore
- Titolo dell'articolo
- Keywords

Confronto di modelli numerici per lo studio della propagazione dei segnali EA

A. Chiappa¹, F. Giorgetti¹, M. Messina², G. Augugliaro³, M.E. Biancolini¹

¹ Università degli Studi di Roma "Tor Vergata"
² Alma Mater Studiorum - Università di Bologna
³ Inail - Dit

Sommario

La tecnica delle emissioni acustiche (EA) consente di definire sistemi di monitoraggio estremamente precisi ed affidabili. Nell'ambito del progetto SmartBench le informazioni sullo stato di salute dei componenti vengono aggregate nella piattaforma per rendere la sicurezza integrata, attiva e smart. La progettazione e l'interpretazione dei dati di una rete di sensori EA o di nodi sensore connessi fra loro in modalità wireless sono fondate su una accurata previsione della propagazione delle onde meccaniche all'interno delle apparecchiature. La simulazione numerica dei transitori è una tecnica ben consolidata ma risulta molto costosa in termini di tempi di calcolo. Nella presente memoria si riportano diversi scenari di propagazione bulk e guidata (2D e 3D) simulati con software commerciali differenti (COMSOL, ANSYS APDL e NX NASTRAN). I risultati vengono confrontati sia in termini di accuratezza che in termini di prestazioni. Si studia infine la scalabilità nel caso in cui si ricorra all'uso del super calcolo dimostrando un sostanziale abbattimento del tempo richiesto per la simulazione.

1. Introduzione

Le onde guidate (ultrasonic guided waves, UGW) stanno emergendo come un approccio efficace per i controlli non distruttivi e per il monitoraggio dell'integrità di strutture che si

Titolo

Autori

Affiliazioni

Sessione

Keywords (max 3)

Figura 1. Informazioni rappresentative degli articoli Safap

5. Applicativo

L'applicativo Repository Safap ha visto la progettazione e la realizzazione del *repository* e dei due moduli applicativi.

Il db relazionale MySQL è stato lo strumento utilizzato per il repository, PHP il linguaggio di programmazione per lo sviluppo dell'applicazione e HTML il linguaggio di programmazione per le pagine web.

L'applicazione in questa fase iniziale risiede su una Virtual Machine e ha principalmente lo scopo di dimostrare la fattibilità della realizzazione e gestione di un *repository* relativo ai convegni Safap.

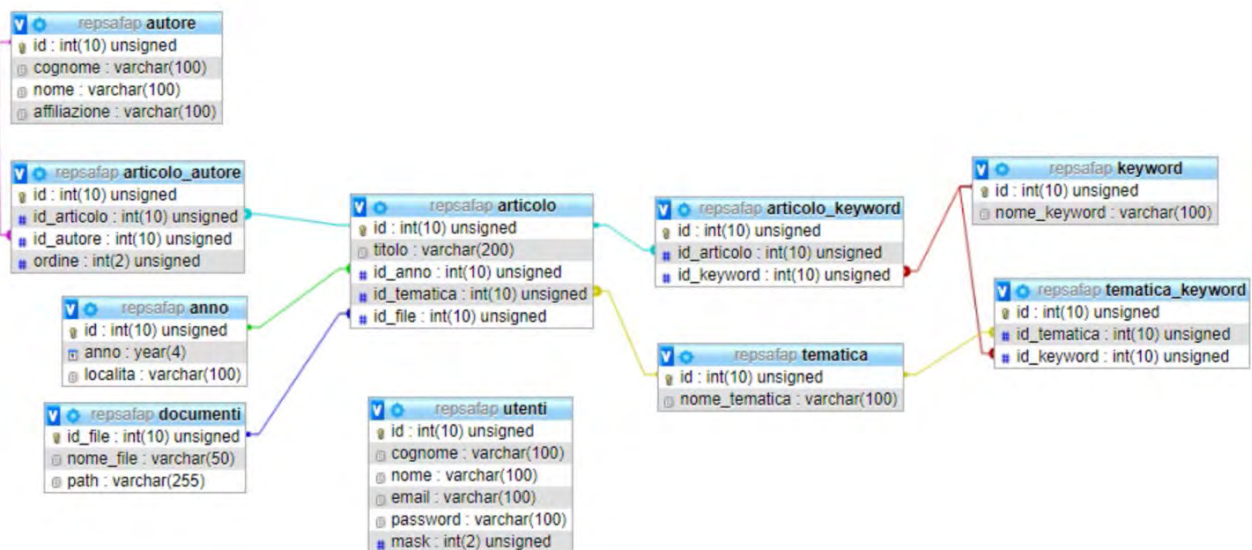


Figura 2. Architettura del sistema

5.1 Metadati

Per metadati si intendono informazioni di pertinenza dell'applicazione che possono essere associate ad un documento; i metadati sono stati definiti e validati dai partecipanti al progetto e gestiti a livello di amministrazione del sistema. Il lavoro di individuazione dei metadati è stato fondamentale per rappresentare in modo significativo un insieme di documenti e agevolare le funzionalità di ricerca.

I metadati individuati sono i seguenti:

- Anno
- Autore
- Affiliazione
- Tematica
- Keywords

Dall'analisi preliminare dei dati è emerso che le sessioni tematiche variavano a seconda dell'anno di convegno SAFAP; a volte differivano solo nella terminologia, altre volte venivano aggiunte o eliminate. Inoltre, si è riscontrato che spesso le memorie contenevano elementi per essere inserite in più sessioni. È stato, pertanto, importante armonizzare questi valori per giungere ad un unico elenco univoco e condiviso.

Per quanto riguarda l'associazione con le keywords, gli articoli SAFAP in passato non l'avevano prevista, ma il loro inserimento è stato necessario, al fine di agevolare la ricerca dei documenti. A tal fine il Gruppo di lavoro ha proceduto all'analisi di ogni singola memoria, individuando per ognuna un massimo di 2 keywords, che possono appartenere ad una o più tematiche.

5.2 Interfaccia utente

È stato previsto un accesso con credenziali, che offre il vantaggio di avere una sola applicazione e poter gestire diverse tipologie di utenti, gli amministratori e gli utenti finali.

L'applicativo si sviluppa su diverse pagine HTML, ciascuna con una funzionalità specifica, quali la pagina di caricamento dei documenti, di modifica dei dati, di intervento sui valori dei metadati, di ricerca. Le pagine sono collocate nei due ambienti, gestionale e di ricerca.

Ambiente gestionale (Administrator)

Le funzionalità di questo modulo sono rivolte al caricamento dei convegni Safap, degli articoli e delle keywords ad essi associate, tramite upload di un file di tipo .csv. L'accesso a queste pagine è riservato esclusivamente al personale di livello *Amministratore* che gestisce questi documenti. Una pagina del modulo è dedicata all'inserimento delle credenziali degli utenti di tipo *Amministratore* o *Generico*.

Ambiente di ricerca (Search)

Le funzionalità di questo modulo sono rivolte alla ricerca degli articoli e sono divise in due pagine, a seconda se si vuole cercare per caratteristiche dell'articolo o per autore.

Utilizzando la ricerca negli atti dei convegni, la pagina si presenta suddivisa in due parti (Fig. 3).

The screenshot shows the repSAFAP search interface. At the top, there is a search bar with a magnifying glass icon and the text 'Cerca' and 'Autori'. Below this, the main heading is 'CERCA NEGLI ATTI DEI CONVEGNI SAFAP'. The search form includes a text input field with the placeholder 'Inserisci testo libero' and a search button. The search term entered is 'attrezzature pressione'. There are also radio buttons for 'AND' and 'OR'. Below the search bar, there are several filter dropdown menus: 'Anno', 'Autore', 'Affiliazione', 'Tematiche', and 'Lista di keywords (Selezioni multiple: OR)'. The search results section shows 'Trovati 11 articoli' and buttons for 'Ricerca Avanzata', 'Annulla', and 'Cerca'. Below the search bar, there is a toggle for 'Visualizza dettagli: No' and 'Si'. The search results are displayed in a table with columns for 'Anno', 'Articolo', and 'Autori'.

Anno	Articolo	Autori
2018	Gestione delle attrezzature e/o insieme a pressione incorporati nelle apparecchiature a risonanza magnetica con magneti superconduttori Tematica: gestione del rischio Keyword: conformità, direttiva	- Nastasi V. - Sferruzza G. - Muratore A. - Campanella F. - Mattozzi M.
2018	Gestione delle attrezzature e/o insieme a pressione (camere iperbariche) a servizio delle TBM (Tunnel Boring Machine). Esperienza operativa di un prolungato intervento di manutenzione straordinaria Tematica: impianti Keyword: esercizio	- Sferruzza G. - Argento G. - Daneri F. - Esposito M. - Godono M.
2018	Attrezzature con parti a pressione che presentano anche rischi trattati da altre direttive di prodotto Tematica: normativa Keyword: PED	- Bemporad E. - Carducci E. - Di Donato L. - Ferraro A. - Fortuni A. - Tomassini L.
2018	Affidabilità dei sistemi fissi per il distacco artificiale delle valanghe: attuazione del piano di controllo condotto sulle attrezzature a pressione della Valle d'Aosta Tematica: gestione del rischio Keyword: NATECH	- Castellano P. - Gorrino G. - Fournier F.
2018	Impiego di tecniche di Additive Manufacturing per la realizzazione di attrezzature a pressione Tematica: impianti Keyword: materiali, costruzione	- Ricciardi L. - Ferraro A. - Pirozzi M. - Campanile L. - Sorci R.

Figura 3. Pagina di ricerca semplice

Nella parte superiore sono posizionati i controlli per effettuare la *ricerca semplice*, che sarà effettuata esclusivamente nei titoli degli articoli, inserendo una o più parole di testo libero nell'apposito campo.

Inoltre, può essere eseguita una ricerca per anno, autore, affiliazione, tematica e/o keywords, tramite scelta dei metadati dai menù a tendina predisposti, con selezione singola o multipla.

Nella parte inferiore sono elencati i risultati della ricerca in forma tabellare, con le parole ricercate evidenziate in giallo e con possibilità di visualizzare dettagli (tematica e keywords) e scaricare il file dell'articolo in formato .pdf.

È inoltre possibile effettuare una *ricerca avanzata*, tramite il motore di ricerca Omnifind [9], che permette di cercare sia nel titolo che nel testo dell'articolo, sfruttando anche la possibilità di individuare sinonimi (Fig. 4). La possibilità di effettuare questo tipo di ricerca è il valore aggiunto di questo applicativo.

The screenshot displays the search results for 'attrezzature creep' on the Repository SAFAP website. The page features the INAIL logo and the title 'Repository SAFAP'. A search bar at the top contains the query 'attrezzature creep'. Below the search bar, there are navigation links for 'Web', 'Immagini', 'Video', 'Audio', 'Directory', 'Locale', and 'Notizie'. The search results are presented as a numbered list of 10 items, each consisting of a file name, a brief description, and a link to view or download the document. The results are displayed in a table-like format with columns for file name, description, and actions.

File Name	Description	Actions
1. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_37.pdf	... sui dati) del degrado per scorrimento viscoso (creep) di una generica attrezzatura pressurizzata, di dato materiale e geometria con pressione operativa, temperatura e tempo prescritti.	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
2. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_65.pdf	... relative alle attrezzature a pressione operanti in regime di scorrimento viscoso a caldo e le ... valutazione dell'integrità di attrezzature soggette a fenomeni di scorrimento viscoso .	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
3. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_60.pdf	... - Danno da scorrimento viscoso (creep) strettamente legato alle temperature di esercizio; è ... le conseguenze legate alla legislazione vigente sulle attrezzature a pressione Di norma	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
4. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_100.pdf	... non necessarie in tempi immediati, in quanto le attrezzature mantengono comunque condizioni ... del materiale da utilizzare nelle valutazioni di scorrimento viscoso , ulteriori modifiche	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
5. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_111.pdf	... normativo La fabbricazione delle attrezzature a pressione è stata regolamentata con il r.d. n. ... in caso di attrezzature soggette a scorrimento viscoso o ad autorizzazioni post 45° anno	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
6. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_83.pdf	... ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione Parte 9: Idoneità al servizio ... , erosione, fatica e scorrimento viscoso) di apparecchiature e impianti, che possono portare	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
7. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_12.pdf	... gestire l'invecchiamento di strutture ed attrezzature degli impianti non è una problematica ... rischi legati all'invecchiamento (corrosione, erosione, fatica, scorrimento viscoso) di ...	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
8. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_129.pdf	... stabilimento FCA (Verrone), esente da scorrimento viscoso , si sono svolte in tre fasi: I FASE ... vita residua di attrezzature in pressione-Ed.2013, Tipografia Inail-Milano,giugno 2013 [8	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
9. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_89.pdf	... Come ribadito dalla Direttiva 2014/68/UE i documenti a corredo delle attrezzature o insiemi ... resistenze meccaniche della parte sottoposta a scorrimento viscoso ; □ Accelerazioni della	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML
10. file://localhost/D:/xampp/htdocs/repSAFAP/upload/articoli/2018/ID_61.pdf	... cui le attrezzature deteriorano, rappresentano una percentuale significativa di guasti e di ... Scorrimento viscoso 10. Corrosione sotto Isolamento. 2.2. Interpretazione ontologica dei ...	- Memorizzato nella cache - Visualizza come HTML

At the bottom of the page, there is a navigation bar with '1 2 Avanti »' and a copyright notice: '© Copyright IBM Corporation 2006, 2007. Tutti i diritti riservati. Pubblica (O)la ristampa Yahoo! Condizioni del servizio Yahoo!'. Below the copyright notice, there is a small text: 'Grafica: SAFAP - il Web Editor, un motore di ricerca: IBM Omnifind'.

Figura 4. Ricerca avanzata con Omnifind

Infine, è possibile cercare gli articoli anche conoscendo solo un Autore, tramite ricerca per ordine alfabetico, selezionando la lettera iniziale del Cognome o per Affiliazione, utilizzando l'apposito menù a tendina.

Conclusioni

Il "Repository Safap" è sicuramente uno strumento di supporto non solo per i ricercatori, tecnologi e tecnici dell'Istituto, ma in generale per tutti coloro che svolgono la propria attività nell'ambito della tematica delle attrezzature a pressione. Chiunque necessiti di reperire informazioni o abbia bisogno di aggiornarsi rispetto ai temi e ai contenuti propri del convegno, può di fatto effettuare una ricerca mirata e specifica che lo facilita nelle proprie attività. Avere l'immediata disposizione di articoli perfettamente aderenti ai parametri inseriti per la ricerca, rappresenta infatti un enorme valore aggiunto anche in termini di velocità con cui l'utente riesce a raggiungere il proprio obiettivo, ma non solo. Lo sviluppo del Repository, effettuato grazie alle implementazioni informatiche descritte nei paragrafi precedenti, è assolutamente necessario anche rispetto alla transizione digitale che coinvolge le attività della Pubblica Amministrazione e che ha visto, vede e vedrà interessate anche quelle espletate all'interno del nostro Istituto, soprattutto in termini di digitalizzazione delle informazioni messe a disposizione dell'utente in generale e del proprio personale nel particolare.

Bibliografia

- [1] Atti del convegno SAFAP 2006. Inail. 2006.
- [2] Atti del convegno SAFAP 2008. Inail. 2008.
- [3] Atti del convegno SAFAP 2010. Inail. 2010.
- [4] Atti del convegno SAFAP 2012. Inail. 2012. ISBN 978-88-7484-230-8.
- [5] Atti del convegno SAFAP 2014. Inail. Milano, 2014. ISBN 978-88-7484-418-0
https://www.inail.it/cs/internet/docs/allegato_safap_2014_sicurezza_affidabilita.pdf
- [6] Pubblicazione (A cura di) "Atti del convegno SAFAP 2016". Inail. Milano, 2016. ISBN 978-88-7484-520-0
<https://www.inail.it/cs/internet/comunicazione/pubblicazioni/catalogo-generale/safap-2016-sicurezza-ed-affidabilita.html>
- [7] Atti del convegno SAFAP 2018. Inail. Milano, 2018. ISBN 978-88-7484-139-4
<https://www.inail.it/cs/internet/docs/pubbl-safap-atti-di-convegno-2018-alg.pdf>
- [8] Atti del convegno SAFAP 2021. Inail. Milano, 2021. ISBN 978-88-7484-709-9
<https://www.inail.it/cs/internet/docs/alg-pubbl-atti-covegno-safap-2021-sicurezza-affidabilita.pdf>
- [9] SW Omnifind. https://en.wikipedia.org/wiki/IBM_Omnifind

Centrale di teleriscaldamento alimentata a combustibile solido. Caso studio

F. Pastoret⁵, G. Gorrino¹, S. Manna¹, A. Urso², S. Spinoso³

¹Inail – Uot di Roma

²Inail – Uot di Alessandria

³Inail – Uot di Torino

⁵Pastoret Engineering & Consulting Srl - Aosta

Abstract

Oggetto della presente memoria è la gestione, il funzionamento e i fattori di rischio di una centrale di teleriscaldamento a combustibile solido a servizio di due paesi della Valle D'Aosta. La caratteristica principale di questa centrale di teleriscaldamento è la presenza di tre generatori a combustibile solido e due generatori a gasolio di supporto/emergenza. L'impianto analizzato è a vaso chiuso e il monitoraggio dei parametri principali, temperature e pressioni, è assicurato con la presenza continua nelle 24 ore dal personale presente nella centrale di teleriscaldamento, il quale gestisce inoltre eventuali problematiche riscontrate dalle utenze operando direttamente sugli scambiatori di calore.

Partendo da tali premesse, si è effettuata l'analisi del funzionamento e dei controlli della centrale, in ottemperanza ai disposti normativi del D.M.1/12/75 e la relativa raccolta R Ed. 2009, D.M. 01/12/2004, n. 329 e del D.M. 11/04/2011 relativo alle verifiche periodiche, per la gestione in sicurezza dell'impianto di teleriscaldamento.

La memoria ha, in ultimo, lo scopo di evidenziare come la sinergia tra il gestore dell'impianto e la comunità abbia portato alla nascita di una economia ecosostenibile, in termini di risparmio energetico, riduzioni di emissioni in atmosfera, riutilizzo degli scarti di combustione.

Keywords: teleriscaldamento, combustibile solido, vaso chiuso.

1. Introduzione

La nascita e lo sviluppo del teleriscaldamento sono stati favoriti dalla natura del combustibile utilizzato all'epoca: il carbone.

La notevole attività manuale richiesta per la gestione delle caldaie alimentate a carbone è stata, infatti, la principale causa che ha favorito la centralizzazione della combustione in pochi siti facilmente accessibili e logisticamente attrezzati, trasferendo poi il calore così prodotto alle varie utenze con possibile utilizzo di uno scambiatore.

Negli Stati Uniti il vettore termico con cui si trasferiva il calore era vapore, mentre in

Europa era usata principalmente acqua calda.

Gli impianti di generazione di calore di maggiore rilevanza sono spesso impianti di cogenerazione e impianti di incenerimento che recuperano il calore dalla combustione dei rifiuti.

Viste le sue caratteristiche, il teleriscaldamento ha sempre costituito parte integrante della pianificazione urbanistica, dell'organizzazione dei servizi nelle aree urbane, ed è stato, tra le altre cose, una tecnologia che ha svolto un ruolo importante sulle scelte dei combustibili da impiegare per il riscaldamento degli edifici permettendo di usare anche combustibili di logistica difficile, garantendo emissioni sempre più ridotte negli anni grazie al miglioramento delle tecnologie.

Nel nostro paese, il primo impianto di teleriscaldamento è stato realizzato dall'azienda municipale di Brescia dopo la crisi energetica del 1973 in un periodo nel quale in Italia stava diffondendosi l'uso del metano.

Nell'ultimo decennio è aumentato l'utilizzo del calore proveniente dagli impianti di smaltimento dei rifiuti e da impianti alimentati da biomasse.

Lo sviluppo in Italia è stato guidato per molti anni dalla città di Brescia seguita poi dall'azienda di Torino e, dagli anni '90, da una molteplicità di iniziative minori in varie città.

Il calore viene prodotto da una grande centrale di cogenerazione e trasmesso ad un fluido termovettore (acqua calda, surriscaldata, vapore o liquidi diatermici) che viene distribuito attraverso una rete di condotte verso le utenze finali.

A questo punto la rete di tubazioni primaria si interfaccia con quella secondaria degli utenti e avviene lo scambio di calore attraverso scambiatori di calore installati nelle sotto centrali presenti presso i singoli edifici.

Il calore viene trasferito all'acqua dei circuiti secondari degli utenti e può essere utilizzato per riscaldare gli ambienti o per produrre acqua calda sanitaria. Infine, il fluido termovettore, che ha ormai perso il suo contenuto energetico, torna verso la centrale di teleriscaldamento, per essere nuovamente riscaldato e ridistribuito.

In ciascun edificio (residenziale, pubblico, commerciale o industriale) la centrale di produzione calore viene sostituita da un semplice scambiatore di calore; l'impianto di distribuzione interna dell'edificio rimane inalterato, un aspetto importante per gli utilizzatori e che vengono meno gli oneri per gli adempimenti inerenti la prevenzione incendi.

In Italia lo scambiatore di calore, oltre ad essere soggetto, per gli aspetti legati alla fabbricazione e commercializzazione, alla direttiva europea PED relativa agli apparecchi a pressione, può ricadere nell'obbligo dell'applicazione della normativa nazionale che ne regola l'esercizio, ovvero il D.M. 329/04, qualora il volume totale sia superiore a 50 litri o a 25 litri se con pressione di progetto superiore a 12 bar.

Con questo sistema è possibile estendere la fornitura di calore ad intere aree urbane, similmente a quanto avviene con l'acquedotto o con la rete elettrica cittadina.

Il fluido termovettore più utilizzato è l'acqua, che in genere viene inviata a circa 90 °C

e ritorna in centrale a 30-60 °C. Quest'ultima temperatura dipende dalla tipologia di terminali di riscaldamento dei destinatari: i normali radiatori (termosifoni) richiedono temperature di esercizio di circa 65 °C, mentre terminali quali ventilconvettori e pannelli radianti hanno temperature di esercizio molto inferiori (rispettivamente 45° e 35°), permettendo quindi temperature di ritorno superiore.

2. Caratteristiche della centrale termica

La centrale di teleriscaldamento è composta da 5 generatori di calore comprendenti n. 3 generatori alimentati a cippato di legna con potenze di 2.400+2.400+4.380 kW e da n. 2 generatori di integrazione e soccorso alimentati a gasolio con potenze di 3.192+3.855 kW, adibiti per il riscaldamento ambiente e produzione di acqua calda. L'impianto di teleriscaldamento è stato progettato e costruito nell'ottica del risparmio energetico e della salvaguardia dell'ambiente con l'applicazione di vari dispositivi per il controllo del processo di combustione.

Il sistema prevede il controllo in continuo della combustione con due diverse zone di insufflamento dell'aria con una aria primaria ed una aria secondaria attestate su due differenti ventilatori dotati entrambi di inverter e comandati dal quadro generale di ogni generatore. Più sonde di controllo quali: sonde di temperatura, di O₂ e di CO opportunamente dislocate all'interno della camera di combustione rilevano i vari parametri e mediante i PLC dedicati al controllo, forniscono gli apporti di combustibile e di aria/ossigeno per avere sempre una combustione ottimale anche in base alle caratteristiche del combustibile come essenza e umidità residua presente.

3. Descrizione dell'impianto

3.1 Caldaie a biomassa

3.1.1 Caldaia

L'impianto è composto da 3 caldaie a biomassa e sistema di espansione a vaso chiuso, temperatura di caldaia variabile e mantenimento della temperatura di ritorno grazie all'utilizzo di economizzatori. Il focolare è integrato nei generatori ed è alimentato da cippato di legna. La pressione massima di esercizio è di 3,5 bar.



Figura 1. Caldaia a cippato di legna



Figura 2. Griglia mobile

Descrizione del tipo di combustione:

- Il sistema di combustione è a griglia mobile, ovvero il combustibile viene movimentato meccanicamente all'interno della camera per favorire il processo di combustione, lo scarico delle ceneri e la pulizia della griglia ottimizzando così il passaggio dell'aria comburente;
- nella parte frontale della caldaia vi è l'alimentazione del combustibile tramite un nastro trasportatore e uno spingitore fino alla griglia di combustione;
- il rivestimento del focolare è in mattoni refrattari di qualità per una temperatura massima di 1600°C;
- Finestra di ispezione nella camera di combustione e nel canale della postcombustione per il controllo del processo di combustione;
- Scambiatori a tubi a 4 giri di fumo con attacchi orizzontali e aperture di ispezione superiori ed inferiori;
- Copertura caldaia calpestabile;
- Isolamento di tutte le pareti con pannelli in lana di roccia inseriti nella lamiera di rivestimento.

3.1.2 Estrazione combustibile dal silos

Il sistema di estrazione dal silos per il trasporto del combustibile è realizzato da rastrelli mossi avanti ed indietro tramite un sistema oleodinamico.



Figura 3. Estrazione dal silos e caricamento nastro trasportatore

3.1.3 Regolazione aria comburente

L'aria comburente è separata in zone con aria primaria e secondaria. L'aria primaria viene insufflata nella parte inferiore della griglia mobile mentre l'aria secondaria viene messa direttamente nella parte superiore della camera di combustione. Il tutto viene gestito da PLC tramite le sonde inserite nella camera di combustione per la misurazione dell'O₂ e del CO che attivano i ventilatori per l'ottimizzazione della combustione.

3.1.4 Rimozione ceneri

La rimozione automatica delle ceneri dalla griglia della camera di combustione è comandata in proporzione alla quantità di combustibile introdotta e trasportata in apposito container di raccolta.

3.1.5 Pulizia caldaia

La pulizia automatica delle tubazioni di caldaia avviene con un sistema ad aria compressa, comandato ad intervalli prestabiliti.

3.1.6 Pulizia fumi

La pulizia dei fumi di scarico è realizzata da filtri elettrostatici a unità modulari, gestiti tramite PLC con appositi sensori che attivano il sistema automatico di pulizia. Le polveri filtrate vengono trasportate tramite un sistema a tramoggia con coclea. I ventilatori fumi assicurano una depressione costante necessaria allo smaltimento dei fumi e al superamento della resistenza del filtro.

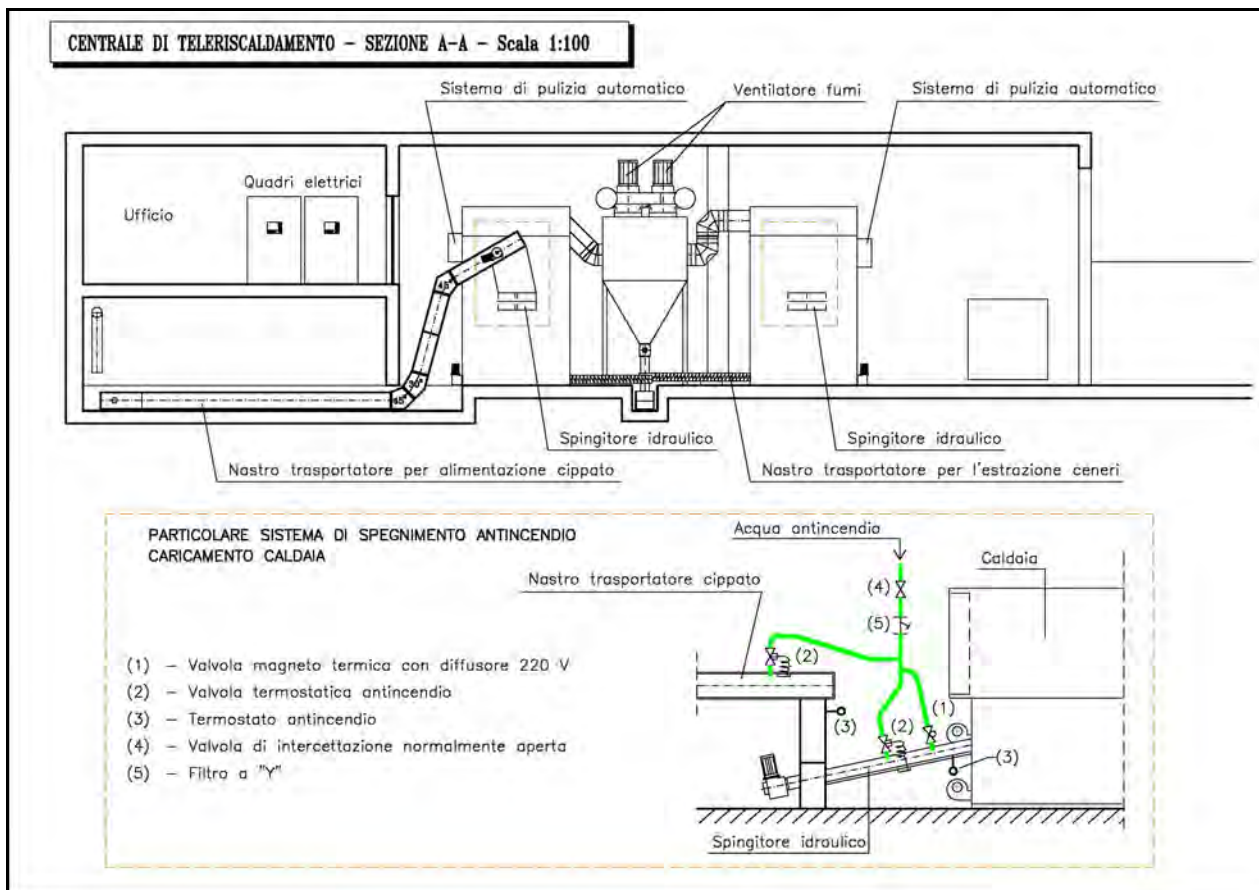


Figura 4. Schema caldaia a biomassa

3.2 Caldaie di integrazione e soccorso alimentate a gasolio

Sono presenti 2 generatori alimentati a gasolio che possono essere di integrazione o soccorso, utilizzati in caso di avaria e/o manutenzione delle 3 caldaie principali

alimentate a biomassa. Il gasolio è stoccato in appositi serbatoi del combustibile posti all'esterno ed interrati.



Figura 5. Caldaia a gasolio

3.3 Sistema di espansione

Il sistema di espansione è di tipo a pressione costante e volume variabile composto da n. 6 vasi di espansione aventi ciascuno la capacità di 5.000 litri atti a garantire una capacità utile di espansione pari a 21.420 litri per un contenuto utile totale di impianto di 490.000 litri. La particolarità riscontrata durante l'attività di verifica è che il sistema è stato certificato come insieme ai sensi della direttiva 2014/68 UE, comprendente un vaso di espansione principale dotato di tutti i dispositivi di sicurezza e accessori di controllo quali: livellostato, pressostato, indicatore di livello, manometro e valvola di sicurezza e cinque vasi secondari con indicatore di livello, manometro e valvola di sicurezza.



Figura 6. Sistema di espansione

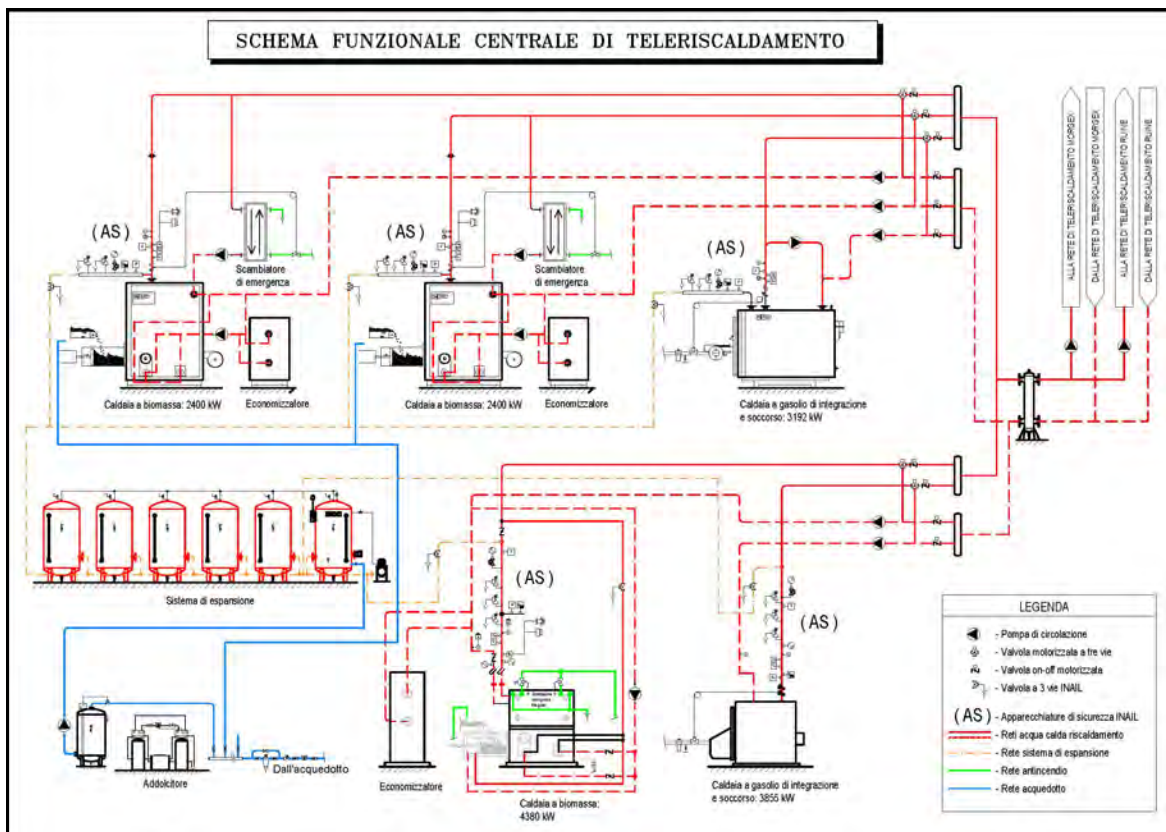


Figura 7. Schema centrale di teleriscaldamento

4. Sistema di emergenza raffreddamento caldaie

Una particolarità del sistema di raffreddamento dell'acqua di caldaia è stata affrontata nella realizzazione del primo lotto sulle due caldaie a biomassa da 2.400 kW, non ancora dotate di scambiatore di emergenza incorporato come per la terza caldaia a biomassa da 4800 kW installata successivamente con la realizzazione del secondo lotto.

Per i primi due generatori di calore per garantire la sicurezza sul mantenimento del controllo della massima temperatura è stato realizzato un sistema comprendente, per ogni generatore, uno scambiatore di calore a piastre costituito da un circuito primario dove l'acqua di caldaia viene movimentata mediante due elettropompe che sono azionate dal termostato di regolazione/sicurezza con il bulbo inserito direttamente nel corpo caldaia. Una particolarità del sistema è che in caso di interruzione della corrente elettrica, le pompe vengono alimentate da un gruppo di continuità (UPS) venendo così garantita la circolazione dell'acqua in caldaia per il raffreddamento in caso di emergenza.

L'alimentazione idraulica del circuito secondario dello scambiatore di emergenza della caldaia è attivata da una valvola di sicurezza di scarico termico (VSST) con l'elemento sensibile inserito nella tubazione di mandata del generatore, che alla temperatura di intervento apre la valvola (VSST) sull'alimentazione dell'acqua di raffreddamento, proveniente dall'acquedotto dotato di una doppia alimentazione per garantire la continuità della fornitura idrica.

5. Sicurezze antincendio

Per i soli generatori a biomassa, sono previste ulteriori sicurezze antincendio atte a garantire la prevenzione di problematiche dovute alla tipologia di combustibile, ma in particolare al sistema che comprende il deposito, il trasporto e il caricamento all'interno della camera di combustione, in particolare:

- Una prima sicurezza è inserita nel locale deposito con un impianto sprinkler attivato manualmente dagli operatori che presidiano l'impianto mediante un pulsante posizionato nei pressi dell'ingresso della centrale che comanda una elettrovalvola di apertura del flusso d'acqua derivato direttamente dall'acquedotto dotato di doppia alimentazione;
- Il passaggio del combustibile tra deposito e centrale termica tramite un nastro trasportatore deve garantire la compartimentazione REI 120, pertanto è stata introdotta una serranda tagliafuoco ad acqua con apposite testine di spruzzamento pilotate da apposito sensore termostatico inserito all'interno del nastro trasportatore che rileva un aumento della temperatura;
- Una ulteriore sicurezza è fornita da un controllo sull'alimentazione del combustibile prima dell'ingresso dello stesso nella camera di combustione con un sistema analogo al precedente, che per un qualsiasi innalzamento della temperatura irrori a diluvio il combustibile presente evitando una eventuale propagazione della fiamma verso il deposito.

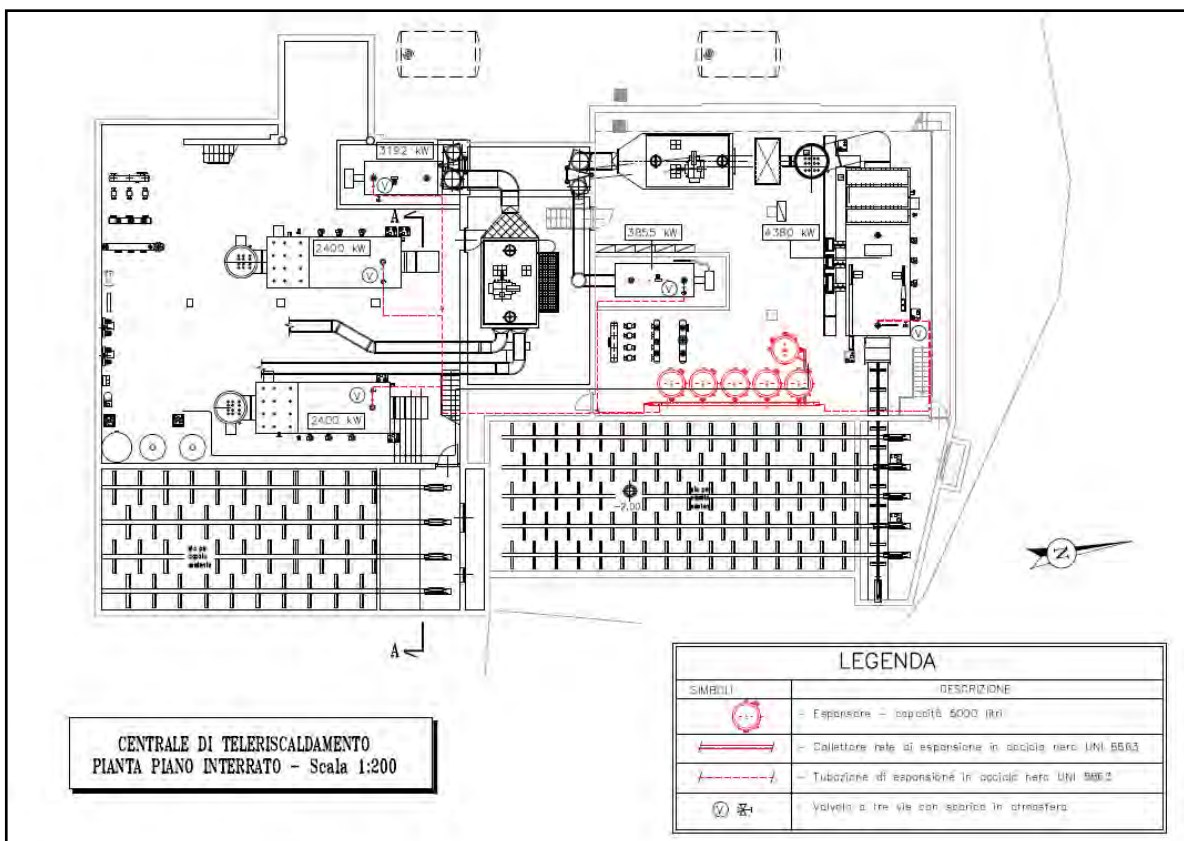


Figura 8. Planimetria centrale di teleriscaldamento

6. Conclusioni

Lo studio ha evidenziato come la sinergia tra il gestore dell'impianto e la comunità abbia portato alla nascita di una economia virtuosa, in termini di risparmio energetico, riduzioni di emissioni in atmosfera e riutilizzo degli scarti di combustione.

Inoltre, ha voluto focalizzare l'attenzione dei progettisti e dei costruttori sull'impiego di caldaie a combustibile solido non polverizzato per la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento nell'arco alpino, utilizzando sempre meno combustibili fossili e dando nuovo impulso ed una maggiore sensibilità verso una cultura più ecosostenibile.

7. Bibliografia

[1] Decreto Ministeriale 1° dicembre 1975, "Norme di sicurezza per apparecchi contenenti liquidi caldi sotto pressione" (G.U. S.O. n. 33 del 06/02/1976).

[2] Raccolta R ed. 1999

[3] Decreto Ministeriale 28 maggio 2005

[4] Decreto Ministeriale 8 maggio 2023 "Regolamento recante inserimento del legno lamellare in forma di cippato nell'allegato X, parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006"

[5] D.Lgs 9 aprile 2008, n. 81, Testo coordinato con il D.Lgs. 3 agosto 2009, n. 106, Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro. Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro. (Gazzetta Ufficiale n. 101 del 30 aprile 2008 - Suppl. Ordinario n. 108; Decreto integrativo e correttivo: Gazzetta Ufficiale n. 180 del 05 agosto 2009 - Suppl. Ordinario n. 142/L).

[6] D.Lgs 25.02.2000 n. 93 e s.m.i. - Attuazione della Direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione

[7] Specificazioni tecniche applicative del D.M. 21 maggio 1974 - «Raccolta E».

[8] Direttiva 2014/68/UE del parlamento europeo e del consiglio del 15 maggio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione

Incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose: rilevazione ed identificazione chimica *on site*

M.P. Gatto, C. De Toro, I. Campitelli, R. Di Leo, G. Selvestrini

Inail - Uot di Avellino

Abstract

Gli incidenti provocati da sostanze chimiche, a partire da quelli di Seveso nel 1976 o di Bhopal nel 1984, fino alla più recente esplosione di Beirut nel 2020, hanno avuto gravi impatti sulle persone e sull'ambiente. Per evitare o, quantomeno, ridurre le conseguenze degli incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose è necessario garantire, nel più breve tempo possibile, una adeguata rilevazione e quantificazione delle sostanze chimiche aerodisperse. Scopo del presente lavoro è stato quello di valutare le caratteristiche tecniche, quali sensibilità, selettività e specificità, intervallo di linearità e tempo di risposta, dei più diffusi sistemi di monitoraggio *real-time* appartenenti a quella divisione della chimica analitica che va sotto il nome di analisi speditiva o anche *on-site analysis*. Alcuni mezzi speditivi sono adatti alla rilevazione e determinazione semi-quantitativa dei contaminanti in fase gassosa, altri, solo per citare alcuni esempi, lo FT-IR (spettrometro a infrarossi in trasformata di Fourier) o il GC-MS portatile (gascromatografo con rivelazione a spettrometria di massa), sono utilizzabili anche per la speciazione e la quantificazione delle relative concentrazioni. Analogamente per il particolato (*Particulate Matter - PM*), gli strumenti a lettura diretta forniscono, generalmente, una concentrazione in massa delle particelle, e, talvolta, anche informazioni sulla classe chimica di appartenenza. L'analisi chimica *on-site*, fornendo tempestivamente informazioni preziose circa la natura e le concentrazioni dei contaminanti aerodispersi, nonché indicazioni sulle loro variazioni nel tempo e/o nello spazio, rappresenta un valido strumento per garantire le adeguate misure di emergenza ed attenuare, pertanto, le eventuali conseguenze sull'uomo e sull'ambiente antropico e naturale di un incidente rilevante.

Keywords: incidenti rilevanti, rischio chimico, analisi speditiva.

1. Introduzione

Ai sensi dell'art.3 del d.lgs. 105/2015 [1], norma di recepimento in Italia della Direttiva sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose (dir. 2012/18/UE) [2], si definisce incidente rilevante (IR) *“un evento quale un'emissione, un incendio o un'esplosione di grande entità, dovuto a sviluppi incontrollati che si verificano durante l'attività di uno stabilimento soggetto al presente decreto e che dia luogo a un pericolo grave, immediato o differito, per la salute umana o per l'ambiente,*

all'interno o all'esterno dello stabilimento e in cui intervengano una o più sostanze pericolose". Un IR richiede urgenti provvedimenti e tempestivi e qualificati interventi per fronteggiarlo, al fine di difendere la salute della popolazione dalla potenziale esposizione sia di natura fisica (incendio o esplosione) sia chimica (sostanze tossiche rilasciate nell'atmosfera durante l'incidente), e di tutelare l'ambiente dalle ricadute dell'evento e, quindi, dai possibili danni legati alla contaminazione dell'atmosfera, dell'acqua, del suolo e degli alimenti da parte delle sostanze rilasciate. In caso di incendi e esplosioni, agli effetti sanitari e ambientali, si aggiungono anche i danni a impianti, strutture e infrastrutture [3]. Una delle condizioni di cui tenere conto per il contenimento delle conseguenze di un IR sulla salute umana e/o sull'ambiente è quella di avere, nel più breve tempo possibile, una determinazione qualitativa e, possibilmente, anche quantitativa delle sostanze chimiche pericolose aerodisperse. Scopo del presente lavoro è stato quello di valutare lo stato dell'arte, nonché le possibili future applicazioni, degli strumenti a lettura diretta ad oggi disponibili appartenenti a quella divisione della chimica analitica definita come analisi speditiva o anche *on-site* o *real-time analysis*. Gli strumenti a lettura diretta sono apparecchiature in grado di rilevare sostanze chimiche aerodisperse, effettuando, *on site* ed in stretta successione temporale, il campionamento, l'analisi degli analiti di interesse e la registrazione del dato. Le misurazioni, anche dette speditive, possono, inoltre, essere utili per apprezzare le variazioni di concentrazione, nel tempo e nello spazio, di agenti chimici aeriformi (gas e vapori), particellari o aerosol (polveri, fumi, nebbie), fornendo informazioni sul *pattern* della concentrazione dell'inquinante e su localizzazione e intensità delle sorgenti emissive, identificando luoghi e periodi di elevata esposizione. La scelta della strumentazione da utilizzare a seguito di un evento in uno stabilimento con pericolo di incidente rilevante (PIR) dipende dall'obiettivo dell'analisi, rispondendo in ogni caso alla necessità di ottenere misure quali-quantitative in tempi brevi per la salvaguardia dell'ambiente, della salute della popolazione generale nonché dei lavoratori impegnati nell'esercizio dell'evento emergenziale e potenzialmente esposti a sostanze pericolose [4-5].



Figura 1. Attività RIR (Banca Dati Immagini Inail)

2. Gli strumenti per la rilevazione di composti aerodispersi *on site*

La IUPAC¹ definisce il sensore come: “un sistema in grado di trasformare un’informazione chimica, che va dalla concentrazione di un singolo componente specifico del campione in analisi alla concentrazione di tutti i componenti l’intera matrice, in un segnale analiticamente utile”. Le prestazioni degli strumenti speditivi o a lettura diretta sono valutate attraverso la definizione di alcuni parametri tecnici di cui i più significativi sono descritti di seguito.

2.1. Parametri e requisiti degli strumenti a lettura diretta

È necessario che tutte le procedure di misurazione, comprese, quindi, anche quelle che prevedono l’impiego di strumenti a lettura diretta, siano sottoposte a validazione, ovvero conferma, attraverso l’esame e l’apporto di evidenza oggettiva, che i requisiti particolari per l’utilizzazione prevista siano soddisfatti. Dunque, anche per i metodi analitici speditivi, così come avviene per i metodi analitici di laboratorio, il risultato analitico non può essere valutabile, né confrontabile, né interpretabile, se non è corredato da una serie di indicatori che informano sulle *performance* del metodo impiegato per ottenerlo.

Si elencano alcune peculiarità specifiche degli strumenti speditivi per la misurazione di agenti chimici (punti a e b) e, relativamente ai punti da c) ad f), i principali parametri della validazione del metodo analitico, in conformità con quanto stabilito dalla norma tecnica UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2018 [6]:

- a) *Tempo di risposta*: il tempo che un sistema impiega a reagire ad un dato *input*. Una delle caratteristiche fondamentali dei sensori è rappresentata dalla risposta in tempo reale: alcuni di essi consentono la lettura diretta della concentrazione della/e sostanza/e *target* con tempi di risposta istantanei (minimo 1 secondo), mentre altri presuppongono una preliminare separazione degli analiti (come ad es. i gascromatografi) e una elaborazione del dato. In quest’ultimo caso la necessità di una separazione selettiva delle sostanze *target*, prima della rivelazione, allunga il tempo di risposta dello strumento, che, nel caso di sostanze aeriformi, è funzione anche di quello di eluizione dell’inquinante nella colonna cromatografica (circa 10 minuti).
- b) *Reversibilità*: possibilità di riutilizzo e assenza di effetti memoria, o presenza di effetti memoria facilmente rimovibili.
- c) *Selettività*: la capacità di una tecnica analitica di non risentire della presenza di interferenti o di altri componenti diversi dall’analita in esame dal comportamento simile.
- d) *Intervallo di linearità*: il *range* di concentrazione entro il quale il segnale varia linearmente con la concentrazione.
- e) *Limiti di rivelabilità e di quantificazione*: il limite di rivelabilità (*Limit Of Detection* - LOD) è definito, secondo la IUPAC, come “la più piccola concentrazione di analita

¹ International Union of Pure and Applied Chemistry

che può essere rilevata in un campione con una certa accuratezza statistica". Si definisce, invece, limite di quantificazione (*Limit Of Quantification* - LOQ) la più piccola concentrazione di analita in un campione che può essere rilevata e determinata con una sufficiente precisione. In genere si assume:

$$LOD = \bar{x}_b + \frac{3 * \sigma_b}{b_1} \quad (1)$$

$$LOQ = \bar{x}_b + \frac{10 * \sigma_b}{b_1} \quad (2)$$

con \bar{x}_b pari alla media del bianco, σ_b deviazione standard delle misure di bianco e b_1 il coefficiente angolare della retta di calibrazione.

- f) *Accuratezza* (esattezza e precisione): l'accuratezza dei risultati è data dalla valutazione sia degli effetti sistematici sia di quelli casuali del metodo analitico utilizzato; a queste due componenti vengono associate, rispettivamente, esattezza e precisione, pari a:

$$Esattezza = R(\%) = \frac{V_s}{V_T} * 100 \quad (3)$$

$$Precisione = rep(\%) = \frac{Dev.Std.}{\mu} * 100 \quad (4)$$

con V_s e V_T rispettivamente valore medio sperimentale e valore teorico di riferimento accettato e μ media aritmetica.

- g) *Incertezza di misura*: rappresenta il grado di indeterminazione con il quale il processo di misurazione ottiene il risultato e consiste nell'intervallo di valori, intorno al risultato di una misura, entro il quale è compreso il valore vero del misurando, con un livello di probabilità che generalmente è stabilito pari al 95%. Nella stima dell'incertezza di misura devono essere prese in considerazione tutte le componenti di rilievo in una data situazione [7].

2.2. Tipologie dei più diffusi strumenti a lettura diretta

In generale gli strumenti a lettura diretta si distinguono sulla base del principio di funzionamento del rivelatore. Alcuni di questi strumenti possono essere equipaggiati con un certo numero di sensori, in genere elettrochimici, ma anche catalitici, a infrarossi o a fotoionizzazione, permettendo di effettuare misurazioni di differenti analiti contemporaneamente. Nel seguito si riporta la descrizione delle caratteristiche dei più diffusi strumenti a lettura diretta dei livelli di concentrazione ambientale di gas e vapori (paragrafo 2.2.1.) e di particolato sottile (paragrafo 2.2.2.).

2.2.1. Misurazione di sostanze in forma di gas o vapore

Si descrive brevemente la funzionalità di base delle fiale colorimetriche e di tre dei più diffusi analizzatori *on site* di composti volatili: il detector a fotoionizzazione (PID), lo spettrometro a infrarossi a trasformata di Fourier (FT-IR), il gascromatografo portatile o micro-gascromatografo (μ GC) accoppiato con i rivelatori a ionizzazione di fiamma (FID) a termo conducibilità (mTCD) o a spettrometria di massa (MS).

- Fiale colorimetriche: tubi di vetro dotati di scala graduata, contenenti sostanze rivelatrici sensibili a diverse varietà di sostanze chimiche. Quando il gas entra a

contatto con il contenuto della fiala si verifica un rapido e marcato cambiamento di colore. Dalla misurazione della lunghezza della decolorazione si risale alla concentrazione del contaminante. Si distinguono fiale a lettura diretta, il cui utilizzo comporta aspirazione dell'aria mediante una pompa manuale, e fiale ad assorbimento passivo, in cui le sostanze contaminanti passano all'interno della fiala, dove entrano in contatto con i reagenti mediante processi di diffusione.

- Foto-ionizzatore PID: strumento non-distruttivo (solo lo 0,01% delle molecole subisce il processo di fotoionizzazione) e non selettivo, ovvero non in grado di fornire una speciazione chimica.

Il principio di funzionamento su cui si basa consiste nella ionizzazione degli inquinanti aerodispersi una radiazione ultravioletta (UV) proveniente da una lampada con una specifica energia. La misura viene effettuata nel momento in cui il gas fluisce nella camera del *detector* dove gli ioni, attirati ad un elettrodo, producono una corrente proporzionale alla concentrazione del gas. Il principale vantaggio del rivelatore PID consiste nell'ampia classe di composti misurabili (aromatici, chetoni e aldeidi, ammine e ammidi, idrocarburi clorurati, composti dello zolfo, idrocarburi insaturi e saturi, alcoli e alcune molecole inorganiche come ammoniaca e idrogeno solforato) con valori di LOD e LOQ che, in alcuni casi, mediante l'adozione di lampade ad elevata efficienza e di elettronica di particolare livello, possono arrivare fino ai ppb (parti per bilione).

- Spettrometro FT-IR: analizzatore che utilizza la spettroscopia a infrarossi a trasformata di Fourier per ottenere uno spettro di assorbimento (o di emissione) di un composto chimico. Esso fornisce misurazioni affidabili con bassi valori di LOD e LOQ e una capacità di riconoscimento di molteplici analiti, anche in miscele gassose complesse. La tecnica di funzionamento prevede l'aspirazione del gas all'interno dell'analizzatore con una pompa incorporata dotata di un filtro antiparticolato. Il *detector* funziona in modalità continua, misurando le medie ponderate della concentrazione in un intervallo di tempo di lunghezza definibile dall'utente. La criticità maggiore nelle determinazioni di tipo quantitativo è connessa alla disponibilità di librerie di spettri sufficientemente ampie per gli analiti di interesse e la presenza di contaminanti interferenti che alterano la forma del tracciato strumentale rispetto a quello che si registra per le sostanze pure.

- Rivelatore a ionizzazione di fiamma (FID): il *detector* rileva le sostanze organiche ionizzate mediante una micro-fiamma alimentata da idrogeno e aria; l'intensità della corrente elettrica prodotta è proporzionale alla concentrazione delle sostanze organiche presenti nel gas analizzato, che viene distrutto in fase di misurazione. I FID sono più comunemente noti come rilevatori GC, ma possono anche essere utilizzati come strumenti autonomi [8].

- Gascromatografo portatile o μ GC: gli strumenti GC portatili presentano tutte le componenti principali di un sistema GC, l'iniettore, la colonna e il rivelatore, rimpicciolite rispetto agli strumenti da laboratorio per ottenere una migliore trasportabilità. Tutti i gascromatografi (GC) hanno la necessità di un gas di trasporto

(*carrier*), che permetta la separazione; a tal fine si utilizzano elio o azoto, trasportati in piccole bombole. I μ GC sono certamente più costosi e complessi dei più semplici sensori di gas ma presentano il vantaggio di essere maggiormente selettivi verso specifici analiti *target*. Uno dei rivelatori GC più utilizzati è quello a termo-conducibilità (TCD), caratterizzato da una maggiore universalità di risposta. Il LOD va dai ppm (parti per milione), nel caso d'introduzione diretta dell'aria, fino a tre-quattro ordini di grandezza più bassi con l'inserimento, a monte dell'iniettore, di un sistema di pre-concentrazione del campione. Per ottenere una maggiore selettività si può utilizzare un gascromatografo accoppiato a un rivelatore a spettrometria di massa (MS), che consente, attraverso una frammentazione selettiva e specifica delle molecole, di ottenere una "impronta digitale" del composto, identificabile con un elevato livello di probabilità (spettro di massa) [9]. La calibrazione con miscele standard opportunamente selezionate può, inoltre, consentire una analisi quantitativa dell'analita *target*. In tabella 1 si riporta una sintesi delle caratteristiche principali dei sensori appena descritti.

Tipologia sensore e principio funzionamento	Specifiche chiave/ Selettività	t90* *	Vantaggi	Svantaggi
<i>Colorimetrico</i>	Fiale colorimetriche*			
	> 350 composti volatili	Pochi minuti	Economiche, semplice utilizzo	Misura non in continuo, lettura soggetta a interpretazione
<i>Fotoionizzazione</i>	PID			
	Idrocarburi aromatici, etero composti	10 ÷ 200s	Economico, semplice utilizzo	Non selettivo
<i>Spettroscopia a infrarossi in trasformata di Fourier</i>	FT-IR			
	Misura decine di gas simultaneamente. Libreria con > 200 composti volatili	<120s	Economico, semplice utilizzo	Non adatto alla ricerca di sostanze non presenti in libreria
<i>Ionizzazione di fiamma</i>	FID			
	Scarsa risposta per sostanze alogenate	<3s	Campo di applicazione vasto	Scomodo, necessità di idrogeno
<i>Gascromatografia accoppiata a PID, Termo conducibilità (mTCD) o con rivelazione a spettrometria di massa (MS)</i>	GC portatile			
	Selettività dipendente dalle caratteristiche della micro-colonna cromatografica.	Pochi minuti	Prestazioni notevoli	Costo elevato, utilizzabile solo da personale specializzato

Tabella 1. Caratteristiche tecniche per tipologia di sensore; *assimilabili agli strumenti a lettura diretta per la velocità di risposta e la facilità di impiego; **t90= tempo di risposta, tempo necessario per rilevare il 90% del valore finale.

2.2.2. Strumenti a lettura diretta per il PM

Analogamente a quanto visto per l'analisi speditiva dei composti sotto forma di gas o vapori, anche per il particolato aerodisperso è disponibile una grande varietà di strumenti in grado di raccogliere le particelle in funzione del loro diametro aerodinamico o contatori di particelle o apparecchi che ne misurano la massa, oppure strumenti che ne danno la distribuzione dimensionale [10].

Viene di seguito rappresentato il funzionamento di due apparecchi per il monitoraggio di PM: il TEOM, microbilancia oscillante a elemento conico, strumento piuttosto costoso e sofisticato, il cui utilizzo necessita di operatori esperti e il *light scattering detector*, economico, maneggevole, che invece non richiede per l'uso personale specificatamente qualificato; una rassegna più ampia, quantunque non esaustiva, è sintetizzata a fine paragrafo in tabella 2.

- **TEOM (*Tapered Element Oscillating Microbalance*):** Il principio su cui si basa consiste nella determinazione della massa raccolta su un filtro attraverso la misura dei cambi di frequenza di un elemento di vetro cavo e affusolato, utilizzato come microbilancia, alla cui estremità è fissato il filtro. Il *detector* può essere utilizzato per il monitoraggio del PM₁₀ e del PM_{2.5}. L'aria viene aspirata attraverso un dispositivo di entrata riscaldato e il filtro sostituibile situato all'estremità del tubo cavo; l'aria filtrata passa poi attraverso il tubo, mantenuto in oscillazione. Quando il particolato si accumula sul filtro, la frequenza di oscillazione naturale del tubo diminuisce; il sistema elettronico monitora costantemente questo parametro e, in base alla relazione diretta tra la massa del PM e la frequenza di oscillazione, il microprocessore dello strumento calcola la massa totale accumulata sul filtro in tempo reale. Per mantenere precisione nelle misure, ed evitare, anzitutto, la raccolta di vapore acqueo legato alle particelle, l'elemento oscillante viene tenuto alla temperatura costante di circa 50°C: questo comporta la parziale volatilizzazione delle specie volatili o semi-volatili quali i sali di ammonio e molte specie organiche. Per ovviare a questo problema il TEOM può essere equipaggiato con il FDMS (*Filter Dynamics Measurement System*) in grado di misurare la porzione semivolatile indipendentemente dal campione totale in entrata e utilizzando questa frazione nel calcolo della concentrazione di massa di PM.

- ***Light-scattering Detector*:** numerose tecniche si basano sul *light scattering* e diversi parametri possono essere misurati; il principio generale su cui si basano consiste nel fatto che la luce, quando colpisce una molecola o una particella, viene in parte assorbita e in parte riemessa in tutte le direzioni. Secondo l'equazione di Rayleigh, l'intensità della luce scatterata a un determinato angolo dipende da molti fattori, tra cui il peso molecolare e la dimensione delle particelle del campione esaminato. La dimensione delle particelle viene, quindi, determinata dalla variazione misurata nell'intensità della luce diffusa in funzione dell'angolo di diffusione. L'incremento dell'intensità dello *scattering* è lineare con il peso molecolare, non lo è invece rispetto alla dimensione. Si distingue la *Static Light Scattering* (SLS), dove il segnale rilevato è statico e la tecnica dalla *Dynamic Light Scattering* (DLS), utilizzata per misurare la dimensione delle particelle. Rispetto alla DLS, nella SLS il movimento delle particelle

è meno importante poiché l'intensità diffusa rispetto all'angolo è una funzione diretta della dimensione delle particelle [11].

Generalmente la TEOM viene utilizzata per ricerche specifiche, visto l'elevato costo dello strumento, mentre gli analizzatori che misurano la *light-scattering* vengono preferiti per i rilevamenti di *screening*.

Tipologia sensore	Principio funzionamento e specifiche tecniche	Vantaggi	Svantaggi
TEOM			
<i>Analizzatore a microbilancia oscillante con o senza FDMS</i>	Il cambiamento della massa depositata su filtro produce una frequenza di oscillazione proporzionale alla quantità di PM	Dati con una discreta risoluzione temporale, precisione	Misura non in continuo, lettura soggetta a interpretazione. Si può sottostimare fino al 30% della concentrazione di particolato a causa di perdite di composti semi-volatili (senza FDMS)
Light-scattering			
<i>Misuratori con tecnologia di misura diffrattometrica</i>	La tecnologia è basata sull'effetto di diffrazione della luce generata dalla presenza di particolato	Leggero, relativamente economico, richiede poca manutenzione	Possibili interferenze in caso di nebbie
Analizzatore di assorbimento radiazioni β			
	Riduzione in intensità delle particelle β al passaggio sui filtri dovuta al loro assorbimento da parte del particolato campionato e del filtro	Dati con una discreta risoluzione temporale	Costi per l'acquisto e la manutenzione elevati; possibili interferenze dovute alla presenza di condensa; necessità di sorgente radioattiva
Analizzatore ottico			
	Sfruttano l'interazione tra le particelle aerodisperse e la luce visibile o infrarossa o laser per la determinazione simultanea di polveri totali, PM10 e PM2.5	Maneggevoli e spesso funzionanti a batteria; misurazione di diverse frazioni dimensionali	Come per sensori <i>Light-scattering</i>
Analizzatori ottici multicanale			
	Misuratore ottico di polveri automatico multicanale per la determinazione di polveri totali e per il conteggio delle particelle suddivise in classi dimensionali	Dati con una discreta risoluzione temporale, precisione	I risultati per le particelle notevolmente pesanti o leggere possono differire da quelli ottenuti attraverso il campionamento con selettori

Tabella 2. Peculiarità dei più diffusi sensori per la misurazione di materiale particolato (PM) aerodisperso.

3. Gestione della fase post incidentale: definizioni e ruolo dell'analisi speditiva nel controllo del pericolo

Si definiscono Piani di Emergenza Interna (PEI) e Piani di Emergenza Esterna (PEE) i documenti previsti al fine di individuare, rispettivamente, le azioni che devono compiere i lavoratori e le squadre di soccorso in caso di emergenza interna allo stabilimento (PEI) e le azioni e gli interventi da intraprendere principalmente all'esterno dello stabilimento (PEE) nel perseguimento dell'obiettivo di mitigare gli effetti dannosi per l'uomo, l'ambiente e i beni materiali a seguito di un IR connesso con il rilascio di sostanze pericolose. L'efficacia di un PEE, predisposto dal Prefetto, coadiuvato da un *team* multidisciplinare costituito da vari soggetti pubblici e privati quali VV.F., ARPA, AUSL, FF.O., Comune, Città Metropolitana/Provincia, rappresentanti della Protezione Civile della Regione, 118, Gestore dello stabilimento, ecc., è valutata in funzione della capacità di rispondere in modo efficace e tempestivo ad una emergenza industriale, sulla base degli scenari che individuano le zone a rischio ove presumibilmente ricadranno detti effetti (di sicuro impatto, di danno, di attenzione). Nella gestione post incidentale è compito delle ARPA, oltre a quello di fornire supporto tecnico in base alla conoscenza dei rischi ambientali e degli eventuali controlli effettuati e/o della documentazione in proprio possesso, di effettuare, anche di concerto con l'ASL, gli accertamenti analitici per fornire informazioni sullo stato delle matrici ambientali coinvolte nello scenario incidentale, mediante misurazioni speditive e/o analisi di laboratorio. In ambito emergenziale particolarmente complesse risultano le misurazioni strumentali: le difficoltà maggiori consistono sia nella compresenza di diversi composti potenzialmente pericolosi non noti a priori, sia nella esatta definizione di variabili quali, la temperatura di incendio, l'altezza del pennacchio di fumo (nel caso di incendio), nonché dei diversi fattori meteorologici [12].

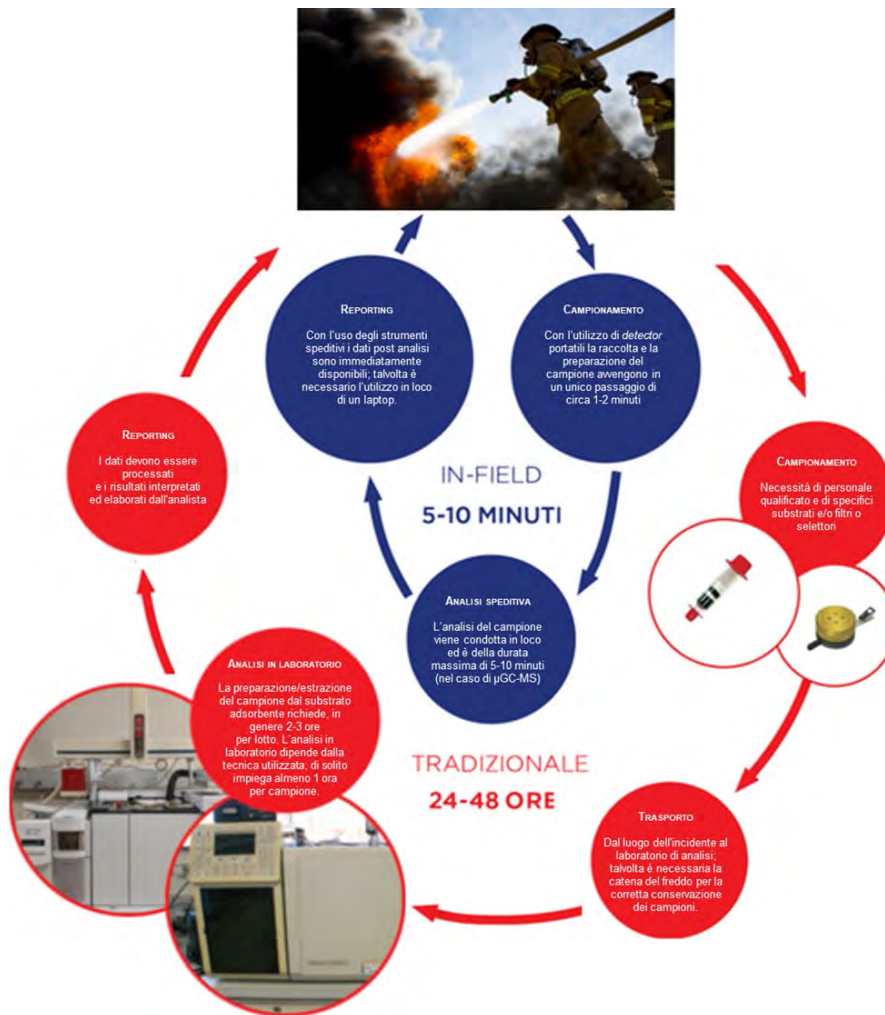


Figura 2. Analisi tradizionale condotta in laboratorio VS analisi *in-field*.

L'analisi tradizionale o *off-site* presenta, inoltre, rispetto a quella speditiva, problematiche aggiuntive legate alla modalità di campionamento necessaria alla realizzazione di un campione significativo, al suo trasporto in laboratorio, alla conduzione dell'analisi e ai relativi tempi, dettaglio, quest'ultimo, di fondamentale importanza nella gestione di una emergenza. Come si evince dalla figura 2., i tempi di risposta degli strumenti speditivi, a partire dall'acquisizione dei dati di monitoraggio ambientale fino al *report* finale, sono notevolmente inferiori rispetto a quelli dell'analisi tradizionale. Le misurazioni speditive vanno effettuate tenendo conto delle caratteristiche della sostanza rilasciata, della direzione di diffusione della contaminazione, delle condizioni meteo (in particolare della direzione del vento), nonché delle condizioni al contorno (es. geografia dei luoghi, presenza di attività antropiche) [4]. Qualora ritenuto necessario per confermare i dati acquisiti con le misure in campo, sulla base delle valutazioni effettuate e delle evidenze riscontrate, o per acquisire dati analitici utili alle successive attività di monitoraggio post emergenza, in parallelo o successivamente alle misure speditive, potranno essere prelevati campioni (anche in matrici acqua e suolo) da sottoporre a metodiche tradizionali mediante analisi di laboratorio, le cui specificità in termini di LOD, LOQ

etc, descritte nel paragrafo 2.1., soddisfano determinati requisiti per il confronto con i valori limite nelle diverse matrici per gli ambienti di vita e di lavoro definiti dalla normativa vigente [4-5].

4. Sviluppi futuri per la rilevazione *on site*

La ricerca e la tecnologia hanno permesso la messa a punto di sensori chimici con livelli di velocità di misura, sensibilità, stabilità nell'utilizzo intensivo e reversibilità impercettibili fino a qualche decennio fa. L'analisi GC-MS *off-site* resta, tuttora, la tecnica *gold standard* in termini prestazionali per la determinazione quali-quantitativa dei composti chimici volatili; si sottolinea, però, che questa metodica è anche piuttosto costosa, richiede tempo e personale altamente specializzato. Le principali sfide future per i sensori chimici saranno il raggiungimento di una specificità strumentale e valori di LOD e LOQ uguali a quelli del GC-MS *off-site*, l'eliminazione delle interferenze dovute sia all'effetto matrice sia ad altre componenti del campione, una maggiore stabilità e costi più sostenibili.

Tre sembrano essere, in particolare, le direzioni per il futuro delle analisi speditive. Innanzitutto, con i recenti miglioramenti nella selettività e sensibilità dovuta ai nuovi materiali di rivestimento per gli strati attivi e al meccanismo di trasduzione, così come anche grazie a una migliore stabilità operativa e di durata, i sensori saranno presto in grado di essere utilizzati in sempre più ampi contesti, non solo in ambito emergenziale. Nel settore dell'igiene del lavoro, per esempio, le analisi speditive, adesso utilizzate quasi esclusivamente nella fase di *screening*, raggiungeranno valori prestazionali sufficienti da poter soddisfare i requisiti delle metodiche standardizzate, di cui all'art. 225 e all'all. XLI del d.lgs 81/08, previsti per la valutazione approfondita del rischio [13]. Gli sviluppi nella miniaturizzazione e nella semplificazione della tecnica gascromatografica permetteranno il passaggio dal μ GC a dispositivi micro-fabbricati integrati con chip "micro-fluidici", già oggi oggetto di un'intensa attività di ricerca [14]. Ciò porterà a un'eccellente selettività e sensibilità, tempi di risposta molto rapidi e una buona capacità di quantificazione. Infine, sarà implementato lo sviluppo di tecnologie ibride dove i sensori chimici saranno accoppiati a dispositivi innovativi quali i droni o i cosiddetti smart DPI (Dispositivi di Protezione Individuale) [15-16].

Conclusioni

La presenza sul territorio di stabilimenti che utilizzano o detengono sostanze chimiche per le loro attività produttive può esporre la popolazione e l'ambiente circostante al rischio industriale. In emergenza, le misurazioni a lettura diretta forniscono informazioni preziose circa le variazioni di concentrazione dei contaminanti nel tempo e nello spazio, costituendo un valido strumento per la definizione di eventuali azioni successive.

Dallo studio condotto è emerso come le due tecniche di monitoraggio degli inquinanti aerodispersi, quella di tipo tradizionale condotta in laboratorio e quella speditiva attraverso l'ausilio di sensori, siano complementari e non alternative; la scelta

dell'una o dell'altra, così come della tipologia di *detector*, dipende dalle finalità dell'indagine. Infine, sebbene alcuni di questi strumenti speditivi, come ad es. il μ GC-MS, abbiano già raggiunto dei limiti prestazionali molto vicini a quelli degli strumenti *off-site*, significativi sviluppi si prevedono per il futuro sia in termini di ottimizzazione strumentale sia come ampliamento del campo delle loro applicazioni.

Bibliografia

[1] DECRETO LEGISLATIVO 26 giugno 2015, n. 105 Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. GU Serie Generale n.161 del 14-07-2015 - Suppl. Ordinario n. 38.

[2] DIRETTIVA 2012/18/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, recante modifica e successiva abrogazione della direttiva 96/82/CE del Consiglio.

[3] Linee Guida, Parte I, per la Pianificazione dell'emergenza esterna per gli stabilimenti industriali a rischio di incidente rilevante., ai sensi dell'art. 21 commi 7 e 8 del d. lgs. 105/2015, ed. 2021.

[4] Linee Guida Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) "Manuale operativo per la gestione delle emergenze ambientali del SNPA". 36/2021 ISBN 978-88-448-1088-7.

[5] Gherardi, M., Incocciati, E., Gatto, M.P. Monitoraggio dell'aria ambiente per la valutazione approfondita del rischio. <https://www.inail.it/cs/internet/docs/alg-intervento-incocciati-evento-conv-siti-contaminati-venezia.pdf>

[6] Norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2018, Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e taratura.

[7] Eurachem/CITAC guide: Quantifying Uncertainty in Analytical Measurement, ed. S. L. R. Ellison and A. Williams, 3rd edn, 2012, ISBN 978-0-948926-30-3.

[8] Karagulian, F., Barbieri, M., Kotsev, A., Spinelle, L., Gerboles, M., Lagler, F., Redon, N., Crunaire, S., Borowiak, A. Review of the Performance of Low-Cost Sensors for Air Quality Monitoring. *Atmosphere*. 2019; 10, 506.

[9] Jian, R.-S., Huang, Y.-S.; Lai, S.-L.; Sung, L.-Y.; Lu, C.-J. Compact Instrumentation of a μ -GC for Real Time Analysis of Sub-Ppb VOC Mixtures. *Microchem. J.* 2013; 108: 161-167.

[10] Eatough, D.J., Eatough, N.L., Obeidi, F., Pang, Y., Modey, W., Long R. Continuous determination of PM_{2.5} mass, including semi-volatile species, *Aerosol Sci. Technol.* 2000; 34:1-8.

[11] Su, X., Sutarlie, L, Loh, X.J. Sensors and Analytical Technologies for Air Quality: Particulate Matters and Bioaerosols. *Chem Asian J.* 2020;15(24):4241-4255.

- [12] Linee guida Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) per la gestione delle emergenze derivanti da incendi. 2021.
- [13] DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008, n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro (G.U. n. 101 del 30 aprile 2008).
- [14] Epping, R.; Koch, M. On-Site Detection of Volatile Organic Compounds (VOCs). *Molecules*. 2023; 28, 1598.
- [15] De Fazio, R., Dinoi L.M., De Vittorio, M., Visconti, P. A Sensor-Based Drone for Pollutants Detection in Eco-Friendly Cities: Hardware Design and Data Analysis Application. *Electronics*. 2022; 11, 52.
- [16] Márquez-Sánchez, S., Campero-Jurado, I., Herrera-Santos, J., Rodríguez, S. Corchado, J.M. Intelligent Platform Based on Smart PPE for Safety in Workplaces. *Sensors*. 2021; 21, 4652.

Installazione ed esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 m³

G. Vaccaro¹, M. Torres², F. Moncini³, D. Di Fonzo¹, F.P. Sofia¹

¹ Inail - Uot di Palermo

² Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco- Direzione Regionale per la Sicilia

³ Inail - Uot di Torino

Abstract

La memoria intende trattare la normativa in materia di installazione ed esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto (GPL) con capacità complessiva non superiore a 13 m³, a partire dalla dichiarazione/verifica di messa in servizio ai sensi del d.m. n. 329 del 2004, fino alla riqualificazione periodica ai sensi del d.m. n. 329 del 2004, considerando anche le verifiche periodiche dei serbatoi asserviti a processi produttivi ai sensi del d. interm. 11 aprile 2011.

Saranno analizzate le tematiche relative al rischio da sovrappressione nell'ambito delle attrezzature a pressione nonché le tematiche di prevenzione incendi, nell'ottica estesa della sicurezza finalizzata alla salvaguardia delle persone ed alla tutela dei beni.

In particolare, verranno affrontati i seguenti aspetti:

- tipologie di installazione (serbatoi fuori terra ed interrati);
- distanze di sicurezza rispetto agli elementi pericolosi del deposito;
- accessori a corredo dei serbatoi;
- operazioni di riempimento.

Si farà quindi riferimento ai decreti specifici dei depositi di GPL, quali il d.m. 29/02/1988 (con le modifiche introdotte dal d.m. 23/09/2004) ed il decreto 17/01/2005, nonché ai dispositivi normativi specifici di prevenzione incendi, quali il d.m. 13/10/1994, il d.m. 14/05/2004 (coordinato ed aggiornato dal d.m. 05/07/2005 e dal d.m. 04/03/2014).

Scopo della trattazione sarà quindi quello di rappresentare, a valle degli obblighi che si sono susseguiti nel tempo, il quadro legislativo e normativo di riferimento necessario per orientarsi e districarsi tra i diversi adempimenti obbligatori in materia sicurezza dei depositi di GPL con capacità complessiva non superiore a 13 m³.

Keywords: depositi GPL, verifiche, prevenzione incendi.

1. Introduzione

Nel tempo sono stati emanati importanti provvedimenti normativi inerenti le attività disciplinate dal d.m. 29 febbraio 1988 recante le norme di sicurezza per la progettazione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 5 m³, quali:

- 1- d.m. 14 maggio 2004;
- 2- d.m. 23 settembre 2004;
- 3- d.m. 1° dicembre 2004 n. 329;
- 4- d.m. 17 gennaio 2005;
- 5- d.m. 5 luglio 2005;
- 6- d. interm. 11 aprile 2011;
- 7- d.m. 4 marzo 2014.

2. Variazioni apportate al d.m. 29 febbraio 1988

Tra le variazioni più significative si segnala quanto disposto dall'art.1 del d.m. del 23 settembre 2004, nel quale viene ampliato a 13 m³ il campo di applicazione del d.m. 29/02/1988, originariamente limitato a 5 m³.

2.1 Verifiche di primo o nuovo impianto

La verifica di primo impianto o messa in servizio, ai sensi di quanto disposto all'art.4 del d.m. n. 329 del 2004, è obbligatoria soltanto se il serbatoio di GPL non rientra nel caso di esclusione di cui al comma 1 lettera d) dell'art.5 del citato d.m.

Per l'applicabilità dell'art.5 il serbatoio deve essere stato immesso sul mercato come insieme ai sensi della direttiva P.E.D. e devono risultare effettuate, da parte del competente organismo notificato, le verifiche degli accessori di sicurezza e dei dispositivi di controllo, le cui risultanze devono costituire parte integrante della documentazione trasmessa all'atto della dichiarazione di messa in servizio.

La verifica di primo impianto, ovvero della messa in servizio, potrà essere effettuata anche presso il magazzino del fabbricante, della ditta fornitrice del gas o della ditta installatrice del recipiente, anziché presso l'utente, alle condizioni previste alle lettere a), b) e c) dell'art.2 del d.m. 29 febbraio 1988.

In particolare, per i serbatoi di stoccaggio di gas di petrolio liquefatto (GPL) di capacità non superiore a 13 m³ e dei loro insiemi, essendo attrezzature costruite in serie ed installate presso gli utilizzatori da aziende che, conservandone la proprietà e la responsabilità tecnica, provvedono al loro rifornimento, l'interessato può compilare un'unica dichiarazione di messa in servizio cumulativa per tutte le apparecchiature e gli insiemi installati in un semestre.

2.2 Verifiche periodiche di funzionamento

Le verifiche periodiche sui recipienti di GPL impiegati per uso domestico sono disciplinate dall'art.10 del dm n.329 del 2004 mentre i serbatoi GPL asserviti a

processi produttivi sono assoggettati alle verifiche periodiche di cui al d. interm. 11 aprile 2011.

Le suddette verifiche consistono in:

- esame documentale;
- controllo della funzionalità dei dispositivi di protezione;
- controllo dei parametri operativi;
- individuazione dell'attrezzatura (o delle attrezzature componenti l'insieme);
- verifica di corrispondenza delle matricole rilasciate dall'ISPESL o dall'INAIL;
- constatazione della rispondenza delle condizioni di installazione, di esercizio e di sicurezza con quanto indicato nella dichiarazione di messa in servizio;
- controllo dell'esistenza e della corretta applicazione delle istruzioni per l'uso del fabbricante.

Tali recipienti possono fruire dell'esonero dalla prescrizione relativa alla verifica biennale (anziché annuale) di esercizio a condizione che la ditta fornitrice del gas si impegni a:

- proteggere gli accessori di sicurezza e di controllo dagli agenti atmosferici;
- effettuare in occasione del riempimento, e comunque con scadenza non superiore all'anno, il controllo dello stato di conservazione della superficie protettiva esterna del recipiente e della funzionalità degli accessori;
- sostituire, almeno ogni due anni, la valvola di sicurezza con altra previamente tarata al banco dal soggetto preposto.

Per i serbatoi di GPL da sottoporre a verifica di primo o nuovo impianto l'accertamento dei requisiti per l'esonero potrà essere eseguito dall'INAIL contestualmente alle verifiche previste presso l'utilizzatore.

2.3 Verifiche di integrità

Relativamente alle verifiche di integrità, con l'emanazione del d.m. 329 del 2004 e del d. interm. 11 aprile 2011, restano comunque ferme le disposizioni previste dall'art.4 del d.m. 29 febbraio 1988 per le verifiche decennali, che possono essere costituite da un'ispezione generale ed una visiva esterna integrata da controlli non distruttivi per il rilievo degli spessori.

In alternativa ai cosiddetti controlli tradizionali possono essere utilizzate le modalità indicate nel d.m. 23 settembre 2004 che per i soli recipienti per GPL interrati consistono nella campionatura degli stessi e nell'impiego del metodo di controllo con Emissioni Acustiche, di cui allo standard europeo UNI EN 12817:2010.



Figura 1. Controllo attraverso le Emissioni Acustiche

3. Equipaggiamento

I serbatoi di GPL utilizzati per la fornitura allo stato gassoso devono essere equipaggiati in maniera tale da garantire determinate funzioni operative, che la UNI EN 14570:2014 categorizza in “obbligatorie” ed “opzionali”.

Equipaggiamento obbligatorio:

- La valvola limitatrice di pressione o valvola di sicurezza;
- Un sistema di rimozione del liquido;
- Un indicatore di livello fisso e/o un dispositivo di protezione contro il riempimento eccessivo;
- Un sistema di riempimento indipendente, posizionato e progettato in modo da evitare interferenze con altre funzioni (come, ad esempio, quella di prelievo del gas o di indicazione del livello di liquido);
- Un sistema di prelievo del gas;
- Un indicatore del livello di liquido.

Equipaggiamento opzionale:

- Drenaggio;
- Ritorno del gas;
- Prelievo del liquido;
- Ritorno del liquido;
- Indicazione della temperatura;

- Indicazione della pressione;
- Punto di collegamento equipotenziale;
- Messa a terra.

Si evidenzia che nell'elenco dell'equipaggiamento opzionale sono presenti accessori previsti da provvedimenti legislativi nazionali che li rendono invece obbligatori.

4. Rischio da sovrappressione

In quanto attrezzature/insiemi a pressione, i serbatoi GPL devono garantire il rispetto dei requisiti essenziali di sicurezza previsti dalla Direttiva P.E.D. (97/23/CE e 2014/68/UE) e quindi dai rispettivi decreti di recepimento (d.lgs. 25/02/2000 n.93 e d.lgs. 15/02/2016 n.26).

I serbatoi devono pertanto essere *“progettati, fabbricati, controllati e, ove occorra, dotati dei necessari accessori”* al fine di eliminare i rischi noti da sovrappressione.

Il d.lgs. 15/02/2016 n.26 specifica che i dispositivi di limitazione della pressione devono essere progettati in modo che la pressione non superi in permanenza la pressione massima ammissibile PS (salvo il picco temporaneo limitato al 10% della PS previsto al punto 7.3).

La UNI EN 14570:2014 individua come elemento obbligatorio la “valvola limitatrice di pressione o valvola di sicurezza idrostatica” e prevede che tale dispositivo inizi a scaricare ad una pressione non minore della pressione sviluppata dal GPL alla temperatura di riferimento e non maggiore della PS del serbatoio.

La UNI specifica che, per condizioni di funzionamento diverse dall'esposizione a fiamme esterne, la capacità di scarico attraverso tale dispositivo deve essere tale che la pressione nel serbatoio non superi permanentemente la PS, con eventuale breve picco di pressione in ogni caso $\leq 110\%$ della PS, in analogia con quanto indicato nel d.lgs. 15/02/2016 n.26.

Sempre la UNI specifica che i serbatoi interrati/tumulati possono essere esentati dalla prescrizione della presenza di valvola limitatrice di pressione o di sicurezza idrostatica, con la condizione che vi siano mezzi alternativi di protezione dal rischio di sovrappressione durante il funzionamento.

Tale condizione deve essere esplicitata da parte del Fabbricante nelle istruzioni per l'uso/installazione.

I mezzi alternativi consistono in alcuni accorgimenti quali:

- Spessore terra di ricoprimento $\geq 0,5$ m;
- due sistemi di protezione indipendenti contro il rischio di riempimento eccessivo di liquido, comprendenti l'arresto automatico dell'operazione di riempimento al raggiungimento del livello massimo;
- due sistemi di controllo indipendenti della sovrappressione, consistenti in pressostati che chiudano le linee di alimentazione/ritorno delle fasi liquide e gassose;

- protezione antincendio del corpo del serbatoio in pressione all'interno del pozzetto delle valvole, per esempio mediante un rivestimento di protezione antincendio o predisposizione di allagamento d'emergenza.

Alcune indicazioni ulteriori specificano le condizioni di installazione dei dispositivi di protezione dalla sovrappressione:

- devono essere collegati alla fase gassosa;
- se si trovano all'interno di un vano, la copertura di tale vano deve essere dotata di un foro di dimensioni sufficienti per permettere lo scarico libero (foro non richiesto per i serbatoi interrati se la copertura non è a tenuta d'acqua e consente il libero scarico);
- devono essere dotati di protezione dalla pioggia e dalla polvere.

Ed ovviamente, poiché i sistemi di funzionamento delle attrezzature a pressione devono essere tali da escludere qualsiasi rischio ragionevolmente prevedibile derivante dal funzionamento, è necessario prestare attenzione anche ad evitare che gli scarichi delle valvole di sicurezza costituiscano fonte di pericolo.

5. Prevenzione incendi

I serbatoi di GPL di piccola capacità sono installati presso fabbricati di civile abitazione ed edifici adibiti ad attività nel terziario.

La necessità di adottare misure di sicurezza antincendio per i serbatoi di GPL discende dalla infiammabilità del gas che, se fuoriuscito, può dare luogo alla formazione di miscele infiammabili con l'aria.

In questo ambito è cogente la regola tecnica di prevenzione incendi allegata al d.m. 14/05/2004 modificata con d.m. 04/03/2014 che si applica per i depositi con capacità complessiva da 0,1 m³ a 13 m³.

Il rischio correlato ad un deposito di gas, costituito da uno o più serbatoi, ed in particolare la possibilità che da un serbatoio possa fuoriuscire una certa massa di gas, che diffondendosi può dare origine a miscele pericolose, è da ricondurre essenzialmente ai seguenti aspetti:

- integrità strutturale di un serbatoio e dei suoi componenti cioè dal grado di sicurezza meccanica dello stesso;
- distribuzione del prodotto dal serbatoio agli impianti utilizzatori;
- affidabilità delle operazioni di riempimento di un serbatoio da autocisterna;

Riguardo al primo aspetto, la regola tecnica prima enunciata fa riferimento alle norme UNI-EN vigenti che, se correttamente attuate, consentono di minimizzare il rischio dovuto a fenomeni di tipo meccanico che, oltre a coinvolgere la struttura del serbatoio, possono coinvolgere altri componenti del serbatoio (gli organi di riempimento, gli organi di intercettazione e controllo, il gruppo valvolare) che la regola tecnica di cui sopra considera come elementi pericolosi.

Allo scopo di preservare l'integrità di un serbatoio, gli accessori ed i dispositivi di sicurezza devono essere racchiusi in un apposito pozzetto con chiusura a chiave,

quindi accessibile solo al personale addetto alle operazioni di manutenzione, protetto dai ristagni di acqua e che abbia continuità metallica col serbatoio stesso. Il serbatoio deve essere inoltre ancorato o zavorrato al terreno di posa e protetto, ad una distanza minima di 1,5 metri da cordoli in calcestruzzo con altezza $\geq 0,2$ m ovvero da barriere resistenti agli urti distanti ≥ 1 metro, rispetto ad automezzi che possono transitare nell'area di pertinenza del serbatoio stesso.

Riguardo al secondo aspetto la regola tecnica prende in esame i dispositivi che fanno parte del sistema di distribuzione quali vaporizzatori, tubazioni di adduzione, regolatori di pressione, scambiatori di calore per i quali sono previsti rivestimenti e protezioni allo scopo di resistere alle sollecitazioni meccaniche cui vengono sottoposti durante il loro esercizio.

Riguardo al terzo aspetto il personale addetto all'utilizzo delle autocisterne deve essere appositamente formato all'uso e soprattutto a svolgere le operazioni di trasferimento del prodotto nel modo corretto utilizzando opportunamente le attrezzature che servono a minimizzare il rischio di innesco di eventuali miscela gas-aria che si possono formare durante il trasferimento stesso ed inoltre di tubazioni flessibili (tronchetti) che permettono di intercettare il flusso di gas in trasferimento in caso di malfunzionamento dell'organo di riempimento del serbatoio o perdite di gas dall'autocisterna.

Tuttavia, a causa di errori umani o di usura nel tempo dei materiali, il rischio, inizialmente basso per l'adozione delle misure di cui sopra, tende a crescere col tempo rendendo necessario, quindi, il ricorso a misure di sicurezza antincendio che hanno lo scopo di proteggere persone e manufatti civili nel momento in cui si materializza la fuoriuscita di una massa di gas con conseguente pericolo di incendio. Le misure di sicurezza antincendio previste dalla regola tecnica sono principalmente misure di sicurezza di tipo passivo, che hanno lo scopo di contenere la propagazione del gas minimizzando le possibilità di innesco e le eventuali conseguenze di un incendio, una volta verificatosi il rilascio da un contenitore, e misure di sicurezza di tipo attivo che vanno adoperate nel momento in cui si manifesta il principio di incendio a seguito della formazione di una miscela gas-aria innescata.

Di seguito si esporranno i criteri concettuali alla base delle misure di protezione rimandando ad una lettura integrale della regola tecnica riguardo i diversi parametri che caratterizzano le misure di sicurezza da adottare.

La natura delle misure di sicurezza di tipo passivo dipende dalla proprietà del GPL che è un gas più pesante dell'aria per cui, una volta fuoriuscito dal contenitore, si muoverà lungo il terreno.

Partendo da questo comportamento del gas, diventano punti vulnerabili da proteggere le cavità, le depressioni, le fogne dove facilmente il gas può accumularsi, a cui vanno ad aggiungersi i fabbricati verso i quali la protezione è da considerare in relazione alla possibilità che la miscela di gas possa essere innescata provocando un principio di incendio.

In questo ambito le misure di protezione prescritte consistono nella predisposizione di distanze di sicurezza da questi punti vulnerabili e da edifici che vengano diversamente considerati in relazione alla funzione che svolgono (ad esempio se utilizzati per attività aperte al pubblico o meno o se utilizzati per la detenzione di materiale combustibile e/o infiammabile).

Pertanto, in relazione alla capacità del deposito (che può coincidere con la capacità del singolo serbatoio nel caso in cui sia l'unica installazione presente), le distanze di sicurezza imposte, rispetto agli elementi pericolosi di un serbatoio già evidenziati, avranno valori crescenti all'aumentare della capacità del deposito. Altresì vengono stabilite delle distanze rispetto a linee elettriche ad alta tensione e linee elettriche ferroviarie.

Si aggiunge inoltre, in quanto aspetto spesso trascurato, che nell'area di installazione dei serbatoi non devono essere presenti materiali combustibili di qualsiasi natura compresi alberi di alto fusto e arbusti vegetativi nel raggio di 5 metri.

La determinazione di queste distanze rispetto agli elementi pericolosi di un serbatoio viene fatta utilizzando la regola del filo teso.

A questa tipologia di distanze si aggiunge quella relativa alle distanze di protezione che sono le distanze minime rispetto agli elementi che delimitano l'area del deposito.

I valori minimi delle distanze di sicurezza possono essere dimezzati frapponendo, fra un serbatoio e l'elemento da proteggere, un muro oppure interrando il serbatoio poiché entrambe le soluzioni consentono di contenere la propagazione di una massa di gas fuoriuscita.

Quindi gli aspetti dirimenti per potere individuare le distanze di sicurezza sono:

- la composizione del deposito in termini di area utilizzata e numero di serbatoi presenti nel deposito;
- la posizione dei serbatoi nell'area rispetto ai punti vulnerabili da proteggere;

Il deposito può essere costituito da un serbatoio o da più serbatoi.

In particolare per depositi fino a 5 m³ i serbatoi di ciascun deposito devono distare almeno 6 metri fra loro e la somma delle capacità di tutti i serbatoi presenti nel raggio di 15 metri deve comunque essere inferiore a 5 m³, ove detta capacità complessiva sia superiore a 5 m³ la distanza fra i serbatoi di ciascun deposito deve essere almeno di 15 metri.

Si riportano di seguito per una migliore comprensione due schemi applicativi.

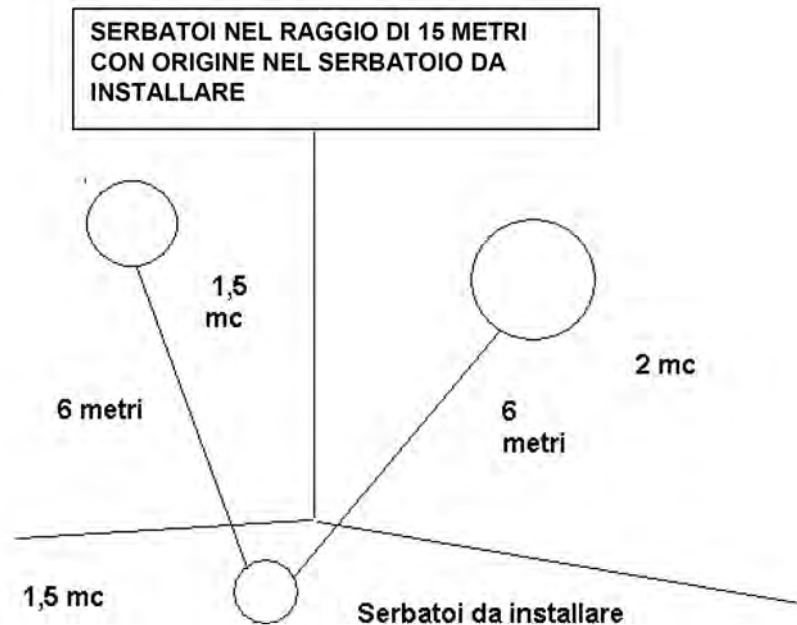


Figura 2. Serbatoi nel raggio di 15 metri con capacità complessiva $\leq 5 \text{ m}^3$



Figura 3. Serbatoi nel raggio di 15 metri con capacità complessiva $> 5 \text{ m}^3$

In tutti i casi in cui la predetta regola non viene rispettata i serbatoi vanno considerati facenti parte di un unico deposito con l'obbligo di adottare le misure di sicurezza previste per la capacità massima ottenuta sommando le capacità dei singoli serbatoi o, addirittura, se si supera la capacità complessiva di 13 m^3 , di dovere applicare la regola tecnica del d.m. 13/10/1994.

Quindi va evidenziato che, ai fini della determinazione delle distanze da adottare, si deve fare riferimento alla capacità massima del deposito mentre per la verifica delle distanze da applicare si deve fare riferimento alla posizione del serbatoio nel deposito. Infatti, in base alla posizione, si considera il serbatoio più vicino ai punti vulnerabili da proteggere e, in base alla disposizione planimetrica dei punti vulnerabili ed alla posizione dei serbatoi, è possibile che la verifica debba essere fatta non per un solo serbatoio ma per più serbatoi presenti nel deposito.

A causa dei rischi evidenziati è fatto divieto di installare i serbatoi sulle terrazze.

Infine, vi è l'aspetto relativo alla security cioè alla possibilità che i serbatoi di un deposito possano non essere accessibili da chiunque per cui le aree di installazione vanno protette con recinzioni metalliche alte almeno 180 cm e porte di accesso con lucchetto tranne nel caso in cui i serbatoi sono collocati in area residenziale di per sé munita di accessi controllati.

Per quanto riguarda il rischio derivante dalle operazioni di travaso, le misure imposte sono di due tipi:

- distanze di sicurezza fra autocisterna che rifornisce un serbatoio ed un serbatoio del medesimo deposito e fra autocisterna e fabbricati indipendentemente dalla capacità del serbatoio e dell'autocisterna;
- obbligo per il personale addetto al rifornimento di avere frequentato positivamente uno specifico corso di formazione sulla base di un programma approvato dal Dipartimento VVF.

In relazione alle misure di protezione attiva, indipendentemente dalla capacità del deposito, è fatto obbligo di installare due estintori, preferibilmente da kg 6 classe 13 A 89 BC; invece, nel caso di depositi fuori terra con capacità superiore a 5 m³ sono necessari i naspi ad acqua DN 25 con 60 L/min e 2 bar con autonomia minima di 30 minuti in numero tale da proteggere l'intera area del deposito.

Per quanto concerne i controlli sul territorio, il D.P.R. 151/2011 prevede l'assoggettabilità ai procedimenti di prevenzione incendi, per i depositi o singoli serbatoi, a partire da una capacità di 0,3 m³.

Per depositi di capacità da 0,3 m³ a 5 m³ è prescritta la sola SCIA, a partire da capacità dei serbatoi/depositi superiori a 5 m³ la SCIA deve essere preceduta da una valutazione progetto.

Per depositi fino a 5 m³ la documentazione tecnica da allegare alla SCIA è semplificata in quanto in luogo del progetto è sufficiente:

- una planimetria, a firma di un tecnico abilitato o di un tecnico della ditta installatrice del serbatoio o deposito, nella quale sono riportate tutte le distanze di sicurezza del serbatoio rispetto ai punti vulnerabili presenti nelle aree circostanti il serbatoio o il deposito;
- una dichiarazione di installazione a regola d'arte dei serbatoi rilasciata dalla ditta installatrice (da non confondere con la dichiarazione di conformità di cui al

d.m. 22 gennaio 2008 n. 37 che in questo caso non è prevista) da rendersi su un apposito modello predisposto dal Dipartimento VVF.

Per i depositi di capacità superiore a 5 m³ e fino a 13 m³, fatta salva l'acquisizione della valutazione positiva del progetto, la documentazione certificativa da allegare alla SCIA è invece quella prevista dal d.m. 07/08/2012.

Occorre al riguardo sottolineare che il corretto esercizio del serbatoio o del deposito, indipendentemente dalla capacità, è consentito a condizione che gli impianti utilizzatori a valle siano stati installati a regola d'arte.

Pertanto, se, in sede di controllo, dovesse emergere che un impianto utilizzatore alimentato da un serbatoio non sia stato installato a regola d'arte, dal punto di vista antincendio, comporterebbe l'assunzione di provvedimenti fra cui anche il divieto dell'esercizio del serbatoio o del deposito.

In questo ambito l'attività di controllo è esercitata, dai Comandi VF, per i depositi fino a 13 m³, su un campione minimo del 5% delle SCIA acquisite da ciascun Comando o su un campione maggiore a seconda delle disposizioni emanate annualmente dal Ministero dell'Interno ed un controllo sul 100% delle SCIA acquisite da ciascun Comando per le SCIA dei depositi con capacità superiore a 13 m³.

Il controllo viene effettuato entro 60 giorni dal deposito della SCIA presso il Comando, laddove l'esito del controllo non sia positivo il Comando potrà prescrivere di conformare, entro un tempo massimo di 45 giorni, il deposito alle misure di sicurezza non attuate prescritte dalla regola tecnica imponendo, ove necessario, delle misure di sicurezza temporanee da adottare nell'immediato per il periodo di tempo fino a 45 giorni.

Allo scadere dei 45 giorni la mancata conformazione del deposito alla regola tecnica di prevenzione incendi comporterà la decadenza immediata della SCIA e l'adozione, da parte del Comando, di uno o più provvedimenti di divieto di utilizzo del deposito con eventuale ordine di rimozione dei serbatoi.

6. Bibliografia

[1] d.m. 29 febbraio 1988 "Norme di sicurezza per la progettazione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 5 m³";

[2] d.m. 14 maggio 2004 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 m³";

[3] d.m. 23 settembre 2004 "Modifica del decreto del 29 febbraio 1988, recante norme di sicurezza per la progettazione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas, di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 5 m³ e adozione dello standard europeo EN 12818 per i serbatoi di gas di petrolio liquefatto di capacità inferiore a 13 m³";

[4] lettera circolare ISPESL n.12 del 22 luglio 2005 "decreto del ministero dell'industria del 29 febbraio 1988 recante - Norme di sicurezza per la progettazione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 5 m³";

[5] d.m. 1 dicembre 2004 n. 329 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93";

[6] d.m. 17 gennaio 2005 "Procedura operativa per la verifica decennale dei serbatoi interrati per GPL con la tecnica basata sul metodo delle emissioni acustiche";

[7] d.m. 5 luglio 2005 "Integrazioni al decreto 14 maggio 2004, recante l'approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto, con capacità complessiva non superiore a 13 m³";

[8] d. interm. 11 aprile 2011 "Disciplina delle modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'All. VII del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo";

[9] UNI EN 12817:2010 "Attrezzature e accessori per GPL - Ispezione e riqualifica dei serbatoi per gas di petrolio liquefatti (GPL) di capacità geometrica minore o uguale a 13 m³"

[10] d.m. 4 marzo 2014 "Modifiche ed integrazioni all'allegato al decreto 14 maggio 2004, recante approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 m³";

[11] UNI EN 14570:2014 "Attrezzature e accessori per GPL - Equipaggiamento di serbatoi per GPL fuori terra e interrati";

[12] d.lgs. 25/02/2000 n.93 "Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione";

[13] d.lgs. 15/02/2016 n.26 "Attuazione della direttiva 2014/68/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relativa alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione (rifusione)".

L'integrazione dell'analisi dei rischi derivanti da attacchi informatici nel Sistema di Gestione della Sicurezza degli Stabilimenti RIR

M.N.Tini¹, M.A. Palazzi¹, A. Dubbini², P. Grilli², G. Cristiano², E. Manna²

¹ Inail- Uot di Terni

² Folignogas srl

Abstract

L'adozione del d.l. 14 giugno 2021, n. 82 ha ridefinito l'architettura nazionale cyber ed ha istituito l'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale a tutela degli interessi nazionali nel campo della cybersicurezza.

La cybersecurity coinvolge qualsiasi azienda abbia accesso ad Internet, sia le piccole aziende che utilizzano un semplice server centrale per immagazzinare i dati e per accedervi da remoto sia le imprese che usano le connessioni Internet per collegare interi reparti, stabilimenti o uffici.

Tra gli Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante (RIR) , troviamo spesso aziende energetiche definite "obiettivi sensibili" per quanto riguarda gli attacchi informatici in particolare dei ransomware, una categoria di malware in grado di bloccare l'accesso ad un terminale e cifrare tutti i file in esso contenuti.

Gli Stabilimenti RIR sono tenuti a redigere e mantenere un Sistema Gestione Sicurezza, denominato SGS-PIR (Prevenzione Incidenti Rilevanti), finalizzato a prevenire l'accadimento o mitigare le conseguenze degli incidenti rilevanti e che pertanto deve garantire il corretto funzionamento dei sistemi impiantistici e gestionali, molti dei quali gestiti da remoto.

Con il presente lavoro si vuole sottolineare e dimostrare l'importanza di integrare nel SGS-PIR l'analisi e la gestione dei rischi derivanti da attacchi di cybercriminali. Tali attacchi, infatti, causando il blocco temporaneo dei terminali, impediscono la possibilità di accesso al sistema di controllo da remoto degli impianti, con evidente aumento del rischio di incidente. Inoltre, la possibilità di entrare e sottrarre i dati dell'azienda, relativamente a ubicazioni di impianti e sistemi di controllo, può favorire un'eventuale manomissione intenzionale degli stessi.

Keywords: cybersecurity, cybercrime, SGS-PIR, incidente rilevante, formazione, analisi dei rischi.

1. Introduzione

La cybersicurezza è e un tema di sicurezza nazionale e internazionale con ripercussioni evidenti nella politica, nella società e nell'economia. Nel dicembre del

2020 la Commissione UE e l'Alto Rappresentante dell'Unione per gli affari esteri e la politica di sicurezza hanno presentato una nuova strategia dell'UE per la cyber security. La strategia definisce in che modo l'UE intende proteggere i cittadini, le imprese e le istituzioni dalle minacce informatiche, promuovere la cooperazione internazionale e contribuire a garantire un'Internet globale e aperta. Nello specifico si occupa dell'analisi delle vulnerabilità, del rischio, dei vari tipi di minacce e attacchi e della protezione dell'integrità fisica (hardware) e logico funzionale (software) di un sistema informatico e dei dati in esso contenuti o scambiati. Un sistema resiliente in ambito di cyber security ha capacità di anticipare, resistere, recuperare e adattarsi a condizioni avverse, stress, attacchi o compromissioni di sistemi che utilizzano o sono abilitati da risorse informatiche, da ciò nasce l'esigenza di dotarsi di sistemi informatici sicuri da parte di tutte le aziende che hanno accesso ad internet in un contesto normativo europeo e italiano sempre più importante e puntuale.

Il D. Lgs. 105/2015, attuazione della Direttiva 2012/18/UE, relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose, identifica come stabilimenti a rischio di incidente rilevante (RIR) quelli nei quali, un evento quale un'emissione, un incendio o un'esplosione di grande entità, dovuto a sviluppi incontrollati, dia luogo ad un pericolo grave (immediato o differito), per la salute umana o per l'ambiente, all'interno o all'esterno dello stabilimento, ed in cui intervengano una o più sostanze pericolose.

Se si fa riferimento ad una delle definizioni classiche di Rischio (R), definito come $R=P \times M$ dove P rappresenta la probabilità che si verifichi un determinato evento incidentale (per esempio in termini di eventi/anno) ed M indica la magnitudo dell'evento cioè la sua gravità, il rischio, per tali stabilimenti, è definito da una bassa probabilità di evento incidentale ma da una elevata magnitudo. Si parla quindi di eventi poco probabili, ma dalle conseguenze disastrose, dovuti comunque a sviluppi incontrollati.

Proprio per l'elevata magnitudo del rischio in questi Stabilimenti riteniamo interessante ipotizzare l'integrazione nell'SGS dell'analisi dei rischi da attacco informatico.

Tra gli Stabilimenti RIR di soglia superiore, sottoposti a verifica ispettiva, abbiamo analizzato il documento, emesso nel Luglio 2023, da parte del Gestore di un deposito di stoccaggio e movimentazione di GPL (situato nella Regione Umbria), che definisce i criteri di valutazione, le metodologie, gli strumenti ed illustra i risultati conseguenti, in relazione alla valutazione del rischio di cybersecurity per tutti i lavoratori che, con le varie mansioni previste dall'organigramma aziendale, sono in forza presso il deposito.

2. Gli attacchi informatici

L'attacco informatico viene definito dal National Initiative For Cybersecurity Careers And Studies (NICCS) come "il tentativo di ottenere un accesso non autorizzato a servizi, risorse o informazioni di sistema e/o di comprometterne l'integrità e, in

generale, consiste nell'atto intenzionale di tentare di eludere uno o più servizi di sicurezza o i controlli di un sistema informativo digitale per alterare la riservatezza, l'integrità e la disponibilità dei dati".

In base ad attori e finalità, la minaccia si distingue in:

- cybercrime (truffa, furto identità ecc)
- cyber espionage (acquisizione indebita di dati)
- cyber terrorism (con connotazione ideologica)
- cyberwarfare (pianificazione e conduzione)

Il Cybercrime è un reato informatico realizzato attraverso l'utilizzo di nuove tecnologie con scopi economici o furti di identità.

Il cyber espionage rappresenta una delle più rilevanti minacce dirette verso le aziende ed il settore pubblico. La sottrazione di know how tecnologico, nonché di informazioni riservate, è un'attività in continua crescita che si avvale di tecnologie sempre più sofisticate.

Il cyberterrorismo è spesso definito come qualsiasi attacco premeditato e motivato politicamente contro sistemi di informazione, programmi e dati che minacci la violenza o sfoci in violenza.

Infine, si definisce la cyberwarfare come l'impiego di tecniche di intrusione o sabotaggio delle risorse informatiche e fisiche di un paese rivale, effettuate in un contesto bellico, attraverso l'impiego di computer e reti di telecomunicazioni informatiche, volte a compromettere le difese, il funzionamento e la stabilità economica.

In base alle modalità di attacco, è possibile distinguere degli attacchi in cui gli utenti sono parte attiva e quelli in cui l'attacco che avviene tramite un software malevolo (malware) è un attacco passivo.

Nel primo caso, si parla di attacco-phishing che consiste in una truffa realizzata sulla rete Internet attraverso l'inganno degli utenti e che si concretizza principalmente attraverso messaggi di posta elettronica ingannevoli, L'attacco phishing rientra nella categoria degli attacchi di Social Engineering, che ha come scopo quello di convincere l'utente a fidarsi del contenuto del messaggio ricevuto e quindi di eseguirne i comandi. Quando il sistema non ha bugs da sfruttare, il Social Engineering aggira antivirus e firewall puntando sulle debolezze e sulla curiosità delle persone.

Nel secondo caso l'attacco avviene attraverso software malevoli: il malware o "software malevolo" è un termine generico che descrive un programma/codice dannoso che mette a rischio un sistema. I malware cercano di invadere, danneggiare o disattivare computer, sistemi, reti, tablet e dispositivi mobili, spesso assumendo il controllo parziale delle operazioni del dispositivo. Tra I malware più dannosi ci sono i ransomware. Il ransomware è un tipo particolare di malware che può "infettare" un dispositivo digitale (PC, tablet, smartphone, smart TV), bloccando l'accesso a tutti o ad alcuni dei suoi contenuti, per poi chiedere un riscatto (in inglese, "ransom") da pagare. A volte viene inserito tramite phishing, altre attraverso falle di sicurezza nei

software aziendali. L'attacco ransomware è attuato da organizzazioni del cybercrime che distribuiscono i dati della vittima su più siti web.

I dati che seguono, tratti dal report Clusit 2022, (CLUSIT – Associazione Italiana per la Sicurezza Informatica) si riferiscono agli attacchi classificati come gravi e di cui l'Associazione ha avuto notizia. Negli ultimi 11 anni sono stati analizzati e classificati, in media, 106 attacchi gravi di dominio pubblico al mese. Negli ultimi 4 anni questa media si è alzata vertiginosamente, A livello mondiale si sono registrati 14010 attacchi gravi tra gennaio 2011 e dicembre 2021, di cui oltre la metà (7144) registrati dal 2018 in poi. È da evidenziare come, rispetto ai 7144 attacchi censiti in tutto il mondo tra il 2018 e il 2021, oltre 900 offensive hanno colpito l'Europa e ben 185 di questi attacchi sono stati registrati in Italia. Un dato che non può passare inosservato e che dimostra, al pari di quello che succede a livello globale, come anche in Italia gli attacchi cyber siano in aumento e di quanto il nostro Paese stia diventando un bersaglio sempre più frequente.

La vittima preferita dai cybercriminali restano i governi. I dati confermano come, nel 2021, la categoria "Gov" sia al primo posto assoluto raggruppando il 15% del totale delle offensive su scala mondiale. Classificando invece le tipologie di attacco, in termini assoluti nel 2021 la categoria "Cybercrime", nella quale rientrano tutte quelle azioni definibili come "crimini informatici", fa registrare il numero di attacchi più elevato degli ultimi 11 anni e rappresenta ormai l'86% del totale (era l'81% nel 2020). Nonostante l'arretratezza dell'Italia dal punto di vista del digitale e del tech si registra la necessità del nostro Paese di crescere e di compiere uno switch, sia culturale che mentale. Nel 2022, per la prima volta, il settore dell'Information Security compare al primo posto nelle priorità di investimento di grandi imprese e PMI come risulta dalla ricerca dell'Osservatorio Cybersecurity & Data Protection del Politecnico di Milano.

2.1 Cybercrime e Cyber Resilience - Normativa italiana ed europea

La prima norma che, in Italia, ha disciplinato il reato informatico risale alla legge 547/93. Il provvedimento regolava le manifestazioni e le integrazioni delle norme del Codice Penale e del codice di procedura penale in tema di criminalità informatica.

Lo spessore internazionale del Cybercrime ha trovato pieno riconoscimento con la Convenzione di Budapest il 23 novembre 2001. Questa Convenzione raffigura il primo accordo internazionale riguardante i reati commessi tramite internet. Tale Convenzione è stata ratificata con la legge 18 marzo 2008 n. 48 da parte del Parlamento italiano. In Italia, come abbiamo visto, l'adozione del d.l. 14 giugno 2021, n. 82 ha ridefinito l'architettura nazionale cyber e istituito l'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale a tutela degli interessi nazionali nel campo della cybersicurezza.

La strategia adottata a livello Europeo mira a stabilire un quadro normativo comune in cui definire e uniformare le misure necessarie ad assicurare la Cyber Resilience dell'UE e dei suoi Stati Membri, rafforzare la sicurezza di reti e sistemi informativi, migliorare le capacità in ambito Cybersecurity, di gestione dei rischi e di segnalazione

degli incidenti, insieme a norme sulla cooperazione, la condivisione delle informazioni e la vigilanza.

Possiamo definire la "resilienza" come "la capacità di reagire di fronte ad un evento avverso", che si tratti di congiuntura economica, evoluzione del mercato, cambiamenti tecnologici, oppure di sopravvivere a un attacco terroristico di tipo tradizionale o cyber. La Cyber Resilience, viene definita dal NIST (National Institute of Standard and Technology) come "La capacità di anticipare, resistere, recuperare e adattarsi a condizioni avverse, stress, attacchi o compromissioni di sistemi che utilizzano o sono abilitati da risorse informatiche".

La Cyber Resilience riveste un ruolo sempre più centrale anche nel contesto normativo europeo e italiano in ambito Cybersecurity e le regolamentazioni emanate negli ultimi anni ne sono la testimonianza. L'UE si sta adoperando, infatti, su più fronti per promuovere la ciberresilienza, combattere la criminalità informatica e rafforzare la diplomazia informatica e la ciberdifesa, tramite norme e regolamenti che mirano a rafforzare la capacità delle organizzazioni di prevenire, resistere e rispondere alle minacce informatiche e di garantire la continuità dei servizi digitali in caso di eventi avversi, interruzioni di servizio e incidenti di sicurezza cyber.

L'Unione Europea si è dotata di "strutture di resilienza" ovvero, strutture fisiche (centri, agenzie), normative europee e best-practice su base volontaria, a volte globali a volte specifiche per settore, non ancora del tutto armonizzate tra loro, quali principalmente:

- ENISA (European Union Agency for Network and Information Security, ovvero l'Agenzia Europea per la Sicurezza che ha emesso nel 2022 best practice di Cyber resilienza per strutture pubbliche e private;

- proposta dell'Unione Europea di creare l' EU Cyber Solidarity Act uno scudo europeo per la sicurezza informatica, costituito da centri operativi per la sicurezza (SOC), interconnessi in tutta l'UE, e un meccanismo di emergenza per la sicurezza informatica completo per migliorare la postura informatica dell'UE , che sarà attiva dal 2024 e servirà appunto ad individuare le minacce cyber e a gestirle nel migliore dei modi possibili e adotterà un proprio meccanismo di emergenza informatica e di revisione degli incidenti cyber;

- quadro di regole per una certificazione della cibersecurity dei prodotti, dei servizi e dei processi relativi alle tecnologie dell'informazione e della comunicazione (ICT), in attuazione del regolamento (UE) n. 2019/881, emanato da ENISA;

- Blueprint (raccomandazioni della Commissione europea) , vale a dire principi e meccanismi, in termini di obiettivi e modalità di cooperazione per rispondere in modo coordinato a incidenti e crisi cyber su larga scala

Tra le principali normative europee emanate nel corso del 2022 e "impegnate" sul fronte della Cyber Resilience, occorre citare le seguenti:

- DORA - Digital Operational Resilience Act (Regolamento UE 2022/2554 e Direttiva UE 2022/2556 - dicembre 2022), Regolamento unico europeo al fine di creare un approccio unificato sulla resilienza digitale;
- Direttiva NIS2 (Direttiva UE 2022/2555 - dicembre 2022), regola e uniforma la legislazione dell'UE in materia di cyber security, definendo le misure giuridiche necessarie a rafforzare il livello generale di sicurezza nei Paesi dell'Unione Europea. Si applica alle organizzazioni pubbliche e private che gestiscono servizi essenziali per la società, come ad esempio: fornitori di servizi essenziali, società di produzione e distribuzione energia, servizi sanitari, trasporti, infrastrutture di comunicazione elettronica, servizi bancari e finanziari.
- Cyber Resilience Act (CRA), proposta di Regolamento UE - settembre 2022, che mira rafforzare la sicurezza informatica dei singoli prodotti con dentro componenti digitali (esempio smartphone e giocattoli)

3. La cyber security

La cyber security (anche detta cyber sicurezza o sicurezza informatica) consiste nell'insieme di tecnologie, processi e misure di protezione progettate per ridurre il rischio di attacchi informatici. Nello specifico si occupa dell'analisi delle vulnerabilità, del rischio, delle minacce o attacchi e della protezione dell'integrità fisica (hardware) e logico funzionale (software) di un sistema informatico e dei dati in esso contenuti o scambiati

Tale protezione è ottenuta attraverso misure tese ad assicurare:

- l'accesso fisico e/o logico solo ad utenti autorizzati (autenticazione)
- la fruizione di tutti e soli i servizi previsti nelle modalità previste dal sistema (disponibilità)
- la correttezza dei dati (integrità)
- l'oscuramento dei dati (cifatura)

Le minacce e i rischi dovuti al cybercrime sono molteplici. Il vettore più utilizzato per veicolare attacchi e truffe risultano le mail di phishing. Una mail di phishing ben strutturata può indurre l'utente a scaricare qualsiasi file malevolo e creare una mole di danni molto alta, sia alla singola persona che all'intera struttura aziendale.

La violazione informatica può produrre danni quali:

- perdita di dati
- interruzione di servizi
- interruzioni delle comunicazioni
- perdita di denaro
- danni d'immagine

È pertanto evidente come anche nell'ambito della sicurezza informatica sia essenziale, ai fini di prevenire attacchi attivi e passivi, un sistema strutturato articolato su tre livelli:

- persone (formazione educazione consapevolezza)
- processi (governance, policy, reporting)

- tecnologie (firewalls, IDS/IPS, SIEM, anti-malware, strong passwords)

3.1 Sicurezza dei sistemi: caratteristiche

Si definisce sicuro un sistema informatico in cui le informazioni contenute vengono garantite, attraverso sistemi e misure di sicurezza appositamente predisposti, contro il pericolo di violazione dei parametri RID: Riservatezza, Integrità, Disponibilità.

Riservatezza (Confidentiality): dati e informazioni memorizzate in un sistema o scambiate tra due entità devono essere protette da letture non autorizzate, ovvero devono risultare accessibili solo agli utenti e ai processi che ne hanno diritto, in base alle policy definite nel sistema.

Integrità (Integrity): dati e informazioni memorizzate in un sistema o scambiate tra due entità devono essere protette da modifiche non autorizzate (cancellazione o aggiunta).

Disponibilità (Availability): le risorse, i servizi e i dati di un sistema devono essere sempre accessibili agli utenti legittimi. In altre parole, i sistemi devono risultare funzionanti con il livello di prestazioni prestabilito e nessuno dovrebbe essere in grado di minacciare il loro funzionamento regolare. Le minacce intenzionali più comuni a questa proprietà sono gli attacchi DoS (Denial of Service)

La sicurezza informatica fa riferimento alla definizione dei processi organizzativi idonei a garantire la sicurezza di un sistema informatico. Il processo è l'insieme di attività fra di loro interrelate o interagenti che trasformano elementi in ingresso (input) in elementi in uscita (output) (ISO/IEC 27000)

4. Il risk assesement

Il rischio è un concetto probabilistico, ovvero è la Probabilità che accada un certo evento capace di causare un danno. Un rischio è una potenziale perdita o danno ed è ascrivibile ad ambiti diversi: responsabilità legali, calamità naturali, incidenti, errori di gestione o minacce informatiche.

Il Cyber-security Risk Assessment (Valutazione del rischio informatico) è un'analisi del sistema informativo di un'azienda finalizzata ad individuare potenziali minacce e vulnerabilità che potrebbero mettere a rischio la sicurezza dei dati aziendali seguita dall'adozione di protocolli efficaci di cyber-security. Potremo identificare i principali passaggi della valutazione del rischio informatico nei seguenti:

1. Identificazione degli asset di sicurezza informatica: ad esempio server, applicazioni, dati e reti.
2. Identificazione delle minacce: identificare le minacce che potrebbero causare danni agli asset dell'organizzazione, ad esempio attacchi informatici, malware, violazioni della privacy e disastri naturali.
3. Valutazione delle vulnerabilità: valutare le vulnerabilità degli asset dell'organizzazione rispetto alle minacce identificate. Ad esempio, verificare se le applicazioni e i sistemi operativi sono aggiornati e se sono configurati correttamente.

4. Valutazione del rischio: determinare la probabilità che una minaccia possa sfruttare una vulnerabilità e causare un danno e l'impatto potenziale del danno. Questa valutazione aiuterà a classificare il rischio in base alla sua gravità.

5. Identificazione delle contromisure: valutare le contromisure disponibili per ridurre o eliminare il rischio. Queste contromisure potrebbero includere l'installazione di software di sicurezza, la definizione di politiche di sicurezza e la formazione del personale.

6. Prioritizzazione dei rischi: determinare quali rischi devono essere affrontati in modo prioritario in base alla loro gravità e all'importanza degli asset.

7. Implementazione delle contromisure: implementare le contromisure prioritarie identificate e monitorare la loro efficacia.

8. Valutazione costante del rischio: effettuare regolarmente valutazioni del rischio per garantire che l'organizzazione sia protetta contro le minacce emergenti e che le contromisure siano efficaci nel tempo.

5. La valutazione dei rischi di cyber-security per gli stabilimenti a rischio d'incidente rilevante.

5.1 Un esempio virtuoso

L'impianto per la lavorazione e il deposito del gas di petrolio liquefatto per uso combustione in oggetto rientra, per i quantitativi di Gas di Petrolio Liquefatto presenti in stoccaggio, negli Stabilimenti R.I.R. di Soglia Superiore, ai sensi dell'art. 3 del d.lgs. 105/2015 – Seveso III

Nel luglio 2023 è stato redatto un documento che definisce i criteri di valutazione ed illustra i risultati conseguenti in relazione alla valutazione del rischio per tutti i lavoratori che, con le varie mansioni previste dall'organigramma aziendale, sono in forza presso il deposito di stoccaggio e movimentazione di GPL.

I principali obiettivi del documento sono stati definiti in:

- assicurare che la valutazione del rischio di cybersecurity sia svolta in totale conformità con la legislazione vigente in materia di salute e sicurezza sul lavoro (art. 28, commi 1 e 2 del d. lgs. del 81/08 e s.m.i.);
- indicare criteri, metodologie e strumenti da utilizzare nella valutazione del rischio di cybersecurity per il personale dipendente e per siti o impianti che potrebbero essere esposti al rischio di cybersecurity;
 - illustrare i risultati di tale valutazione;
 - definire eventuali dispositivi di prevenzione e protezione da impiegare al fine di minimizzare il rischio per i lavoratori, per i siti o gli impianti che potrebbero essere esposti al rischio di cybersecurity;
- applicare le disposizioni impartite dalla Direzione in materia di riduzione del rischio

5.2 Individuazione delle fasi, delle attività e delle responsabilità

FASI	1. Individuazione dei criteri di valutazione	2. Valutazione dei rischi per lavoratori con probabilità di esposizione ad Incidenti Rilevanti a seguito di attacchi di Cybersecurity.	3. Definizione delle misure di prevenzione e protezione
ATTIVITA'	Individuazione dei criteri di valutazione	Valutazione dei rischi di cybersecurity per gli stabilimenti soggetti a normativa Seveso	Raccomandazioni e piani di miglioramento/mantenimento
RESPONSABILITA'	Gestore RSPP	Gestore RSPP	Gestore RSPP
SUPPORTO	Security system administrator	Security system administrator	Capo deposito IT manager RLS Preposti

Figura 1. Flusso di individuazione delle fasi, delle attività e delle responsabilità

5.3 Individuazione dei criteri di valutazione

Il Gestore, RSPP e l'IT Manager, sulla base di quanto prescritto dalla legislazione vigente e di quanto previsto dalla "Valutazione dei rischi, degli aspetti ambientali e di Security", e, previa consultazione attiva con l'RLS. e i Preposti alla sicurezza hanno identificato i criteri di valutazione dei rischi per i lavoratori con probabilità di esposizione al rischio d'Incidente Rilevante a seguito di attacco di Cybersecurity. Per analizzare nel dettaglio dati eventi indesiderati sono stati presi a riferimento i seguenti dati statistici e storici:

- i dati statistici messi a disposizione dal CLUSIT – Associazione Italiana per la Sicurezza Informatica sul fenomeno degli attacchi informatici in Italia;
- i dati statistici "aziendali" interni relativi ad attacchi subiti di cybersecurity avvenuti nel perimetro delle attività svolte dal Gruppo proprietario del deposito che hanno interessato siti o impianti Seveso in Europa;
- i dati statistici "aziendali" interni relativi a eventi di cybersecurity perpetrati da terzi avvenuti nel perimetro dei depositi Seveso appartenenti allo stesso gruppo e quelli controllati che abbiano coinvolto personale dipendente, siti o impianti.
- analisi delle modalità di accadimento degli eventi classificabili di Cybersecurity.

5.4 Valutazione dei rischi per lavoratori con probabilità di esposizione al rischio

d'Incidente Rilevante a seguito di attacco di Cybersecurity

Tutte le mansioni svolte dal personale dipendente con probabilità di esposizione al rischio d'Incidente Rilevante a seguito di attacco di Cybersecurity sono riportate nell D.V.R aziendale.

Nel contesto e nel luogo ove ha sede il Deposito e dove si svolgono le attività lavorative occorre anche valutare la possibilità, seppur remota, che durante un attacco di Cybersecurity potrebbe essere presente personale dipendente ed

occasionalmente soggetti terzi e dipendenti da ditte sotto contratto, come ad esempio:

- le ditte che trasportano di GPL per conto della società depositanti;
- le ditte che svolgono lavori di pulizia;
- le ditte di manutenzione degli impianti elettronici e meccanici;
- le ditte di manutenzione dell'impiantistica tecnologica in generale;
- visitatori.

5.5 Valutazione dei dati statistici per rischio d'Incidente Rilevante a seguito di attacco di Cybersecurity

Per quanto attiene la valutazione dei dati statistici si prende atto che al momento della redazione del documento non sono disponibili studi e dati statistici di riferimento per ciò che attiene l'attività specifica di deposito di stoccaggio e movimentazione di G.P.L. sfuso ed in bombole e, di conseguenza, si farà riferimento per parallelismo al "settore Energy & Utilities" e lo specifico rapporto Clusit 2023 di seguito riportato.

Rapporto Clusit 2023 - Approfondimento: Energy & Utilities 2023 Q1 ' Il numero di attacchi che hanno colpito il settore Energy & Utilities andati a buon fine è raddoppiato negli ultimi quattro anni. A livello mondiale, quasi metà delle vittime (45%) sono in Europa, sia sul campione 2022 che sul 2023. Il malware è stato e resta la principale causa di attacco, passando dal 47% al 78%, con un 66% di crescita in valore assoluto. Estremamente rilevante risulta il fatto che il 13% di incidenti occorsi nel 2022 hanno avuto come "punto di ingresso" la presenza di vulnerabilità. Gli incidenti con impatto Critical passano da oltre metà a quasi due terzi. Si noti la totale assenza di incidenti con impatti bassi. Da notare che la rilevanza di attacchi a matrice Information Warfare del 2022 nel 2023 va azzerandosi; al contrario, nel 2023 raddoppiano gli attacchi a matrice Hacktivism.

Queste variazioni non devono stupire, in quanto nell'analisi di un incidente, la fase di attribuzione ed origine è sempre tra le più complesse; rispetto a fenomeni come l'Information Warfare ovviamente il rischio di operazioni "sotto copertura", per spostare su altri la responsabilità, è sempre un rischio concreto.

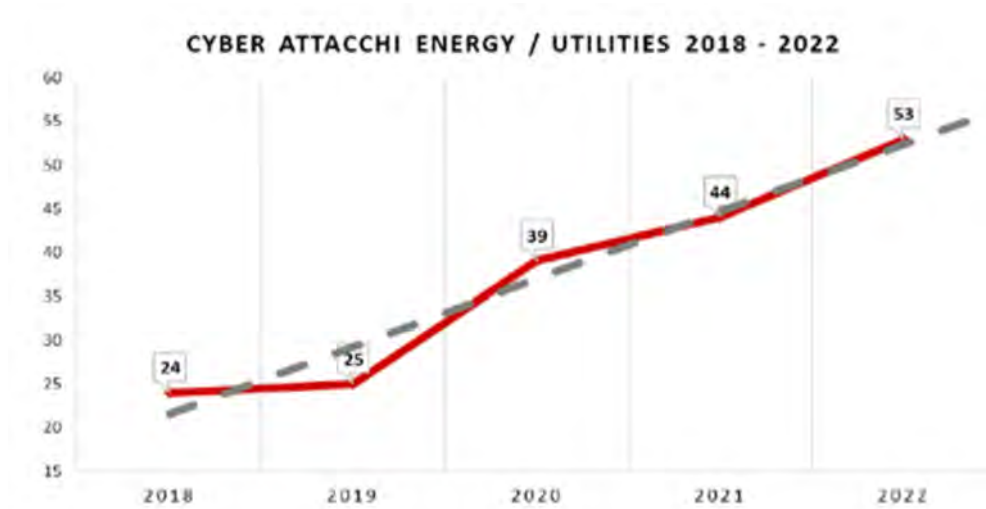


Figura 2. Andamento degli incidenti in ambito Energy & Utility 2018-2022

5.6 Stima del danno dei lavoratori esposti al rischio di attacchi Cybersecurity con probabilità di esposizione al rischio d'Incidente Rilevante

In linea generale, le conseguenze dannose eventualmente derivanti dall'evento di Cybersecurity possono essere sinteticamente suddivise in due tipologie:

- blocco temporaneo dei terminali che gestiscono da remoto gli impianti di processo, con il rischio di aumentare la probabilità d'incidente;
- accesso incontrollato ai dati aziendali relativamente all'ubicazione di impianti e sistemi di controllo.

5.7 Le misure di prevenzione e protezione adottabili

Per prevenire incidenti di "security", il Gestore ha emanato una Politica e ha redatto dei General Standard, recepiti dal Sistema Gestione della Sicurezza SGS-PIR. In questa prima analisi è stato valutato il solo rischio da "cybersecurity", con un focus specifico sui Sistemi OT, rimandando ad altri documenti specifici la valutazione di altri ambiti della "security", quali ad esempio i rischi per il servizio di custodia e sorveglianza, rischi d'attentato, di rapina, d'intimidazione, d'aggressione o di sequestro di persona. Per valutare il rischio di Cybersecurity si è provveduto a realizzare un'analisi approfondita di tutte le apparecchiature del deposito che, gestite attraverso software, possono essere raggiunte attraverso collegamenti da "remoto".

Il risultato di tale analisi è riportato nella tabella 1 denominata 'Elenco delle possibilità di utilizzo del sistema e delle connessioni da remoto' relativa al sito del deposito.

ELENCO DEI SISTEMI E POSSIBILITA' DI CONNESSIONE REMOTA						
Impianto/Attrezzatura	Descrizione	Collegamento Interno	Connessione all'esterno del sito	Dettagli di accesso da remoto	Accesso da remoto - EXTRA	Controlli per accesso da remoto
IMPIANTO INDICATORI DI LIVELLO SERBATOI	Strumentazione che misura in continuo il livello, la pressione e la temperatura del GPL contenuto nei serbatoi di stoccaggio	E' collegata a un PC locale posizionato all'interno dell'Ufficio del sito	NA		Possibile per manutenzione software di gestione	Attivazione manuale quando necessario
IMPIANTO DI ALTO E ALTISSIMO LIVELLO SERBATOI	Strumentazione che avvisa e interrompe l'operazione di travaso in caso di sovrariempimento oltre i limiti consentiti dei serbatoi	NA	NA	NA	NO	NO
IMPIANTI DI RILEVAZIONE GAS & FUMO	Sistemi di Emergenza per la rivelazione di perdite di GPL o di principio di incendio o fumo	I rivelatori in campo sono collegati alle relative centraline locali di gestione allarmi	NON CONNESSO		NO	NO
IMPIANTO ANTINCENDIO	Sistema idrico di attrezzature per l'intervento in caso di emergenza mediante utilizzo di Monitor, lance ecc	Il sistema è collegato alle relative centraline locali di gestione allarmi	NON CONNESSO		NO	NO
IMPIANTO PRODUZIONE ARIA	Strumentazione per la produzione e distribuzione di aria compressa sugli impianti di stoccaggio e produzione	NA	NON CONNESSO		NO	NO
IMPIANTO TVCC PUNTI PERICOLOSI	Sistema TVCC di monitoraggio dei punti pericolosi dello Stabilimento	E' collegato ad una centralina all'interno dell'Ufficio del Capo Stabilimento	Telecamere visibili attraverso Smartphone dal Capo Deposito. Collegamento h24 con Sala Operativa Vigilanza esterna, Ripetizione video presso appartamento del Custode.	Collegamento mediante indirizzo IP statico	Possibile per manutenzione software di gestione	Per esecuzione video ronde di controllo da parte di società di vigilanza
IMPIANTO TVCC VIDEO SORVEGLIANZA	Sistema TVCC di monitoraggio degli ingressi dello Stabilimento	E' collegato ad una centralina all'interno dell'Ufficio del Capo Stabilimento	Telecamere visibili attraverso Smartphone dal Capo Deposito. Collegamento h24 con Sala Operativa Vigilanza esterna, Ripetizione video presso appartamento del Custode.	Collegamento mediante indirizzo IP statico	Possibile per manutenzione software di gestione	Per esecuzione video ronde di controllo da parte di società di vigilanza
IMPIANTO ANTINTRUSIONE PERIMETRALE	Sistema di monitoraggio del perimetro dello Stabilimento	E' collegato ad una centralina all'interno dell'Ufficio del Capo Stabilimento	Allarmi remotati su smartphone. Capo Deposito, Custode e Sala Operativa Vigilanza	Collegamento mediante indirizzo IP statico	Possibile per manutenzione software di gestione	Attivazione manuale quando necessario
IMPIANTO DI ALLERTA SISMICA	Sistema di monitoraggio degli eventi sismici con impostazione di una soglia d'intervento per la messa in sicurezza degli impianti GPL (Shut - Down degli impianti GPL, distacco F.M. nelle aree operative e allerta sonora con sirena PEI.	E' collegato ad una centralina all'interno dell'Ufficio del Capo Stabilimento	Connessione all'esterno mediante collegamento al sito web della Società mediante applicativo "SARASOLO" protetto da user ID e password	Collegamento mediante indirizzo IP statico	Possibile per manutenzione software di gestione	Attività gestita con personale del deposito quando necessario
POSTAZIONI PC	Postazioni lavorative Uffici	BACKUP NAS/CLOUD	SI	FIREWALL ROUTER + antispam email + antivirus + UGI- AS400		

Tabella 1. Elenco delle possibilità di utilizzo del sistema e delle connessioni da remoto

5.8 Interventi di prevenzione attuati

Gli interventi di prevenzione attuati nel deposito sono costituiti da misure quali: NON connessione al web dei sistemi di controllo a servizio dei seguenti impianti o apparecchiature:

- indicatori elettronici di livello, pressione e temperatura dei serbatoi di stoccaggio di G.P.L;
- indicatore meccanico di alto ed altissimo livello, con blocco automatico del riempimento dei serbatoi di stoccaggio al raggiungimento del livello massimo dell'85% del volume;
- centralina ed impianto di rilevazione fughe gas o di principio di incendio che attiva automaticamente i sistemi idrici antincendio nei vari reparti del deposito;
- impianto antincendio che aziona i sistemi idrici a protezione dei reparti del deposito;
- impianti di produzione dell'aria compressa per l'apertura/chiusura delle valvole pneumatiche degli impianti G.P.L e di quelli idrici antincendio;

Connessione al web attraverso indirizzi IP statici verso dispositivi autorizzati e identificati dei seguenti impianti o apparecchiature:

- impianto di video sorveglianza a circuito chiuso per il monitoraggio in continuo degli elementi pericolosi del deposito (d.m. 13.10.1994) e dei varchi di ingresso al sito, comprese le aree esterne di sosta temporanea;
- impianto di antintrusione perimetrale collegato a centralina ubicata nell'uffici del capo Deposito che invia allarme verso centrale di un Istituto di Vigilanza, smartphone del Capo Deposito e del Custode.

- sistema di allerta sismica, che in caso di terremoto di magnitudo stabilita effettua lo shunt – down automatico delle valvole pneumatiche GPL, realizzando la “messa in sicurezza” di tutto il deposito.
- postazioni PC, connesse permanentemente al web attraverso crittografia dei dati realizzata mediante una VPN, mediante un dispositivo Router – Firewall, con ulteriore incremento della sicurezza grazie all’uso di software antivirus.

L’impossibilità di attivare da remoto i sistemi di comando della pompa o compressore G.P.L. che può essere azionato solo localmente, mediante pulsantiere gestite dagli operatori addetti al travaso.

Anche i quadri di controllo e le centraline automatiche che gestiscono gli impianti di produzione dell’aria compressa e l’impianto idrico antincendio NON hanno alcuna connessione con la rete web.

5.9 Esito della valutazione

Il Gestore, sulla base dell’analisi effettuata, valuta che il rischio di attacchi Cybersecurity con probabilità di esposizione al rischio d’Incidente Rilevante possa essere di livello “Basso” in quanto lo stesso comporta danni attesi di gravità di classe 4 con un livello di probabilità Improbabile A

MATRICE DI RISCHIO									
Gravità	CONSEGUENZE				PROBABILITA'				
	Persone	Ambiente	Assets	Reputazione	A	B	C	D	E
					Mai sentito parlare nel settore o industrie associate Sentito parlare nel settore o industrie associate È successo nel Gruppo o più di una volta / anno nel settore È successo nel Sito o più di una volta all'anno nel gruppo È successo più di una volta all'anno nel Sito				
0	Nessun infortunio o effetto sulla salute	Nessun Effetto	Nessun danno materiale	Nessun impatto	Monitoraggio & Miglioramento Continuo (Priorità inferiore per un'ulteriore riduzione del rischio)				
1	Leggere lesioni o effetti sulla salute	Effetti leggeri	Danni leggeri	Impatto leggero					
2	Lesioni o effetti minori sulla salute	Effetti minori	Danni Minori	Impatto Minore	Controllo ALARP				
3	Lesioni o effetti moderati sulla salute	Effetti Moderati	Danni Moderati	Impatto Moderato					
4	Gravi lesioni o effetti sulla salute o Mortalità	Effetti Maggiori	Danni Maggiori	Impatto Maggiore	Intollerabile o tollerabilità da approvare da Senior Management				
5	Più di 1 Mortalità	Effetto Catastrofico	Danno Catastrofico	Impatto Catastrofico					

Tabella 2. Matrice del rischio

5.10 Definizione di misure di prevenzione e mitigazione

Il Gestore, l'RSPP e l'IT Manager, previa consultazione attiva con l'R.L.S. e Preposti alla sicurezza, in base a quanto espresso nella valutazione del "rischio di attacchi di Cybersecurity con probabilità di esposizione al rischio d'Incidente Rilevante" hanno identificato le seguenti misure di prevenzione e mitigazione in relazione alla natura ed all'entità dei pericoli identificati e valutati, secondo le prassi aziendali già consolidate, al fine del mantenimento / miglioramento dell'attuale livello di rischio

A carico del Gestore:

- aggiornamento periodico della valutazione del rischio in caso di nuove disposizioni o di modifiche tecniche sostanziali da parte del Gruppo in materia di Cybersecurity;
- predisposizione di idonea informazione / formazione per i lavoratori neoassunti e di aggiornamento per i lavoratori che hanno già seguito formazione in materia di prevenzione di attacchi informatici;
- attraverso il Servizio Informatica & Telecomunicazioni, continuare nell'opera di prevenzione dei rischi di Cybersecurity, inviando periodicamente specifici messaggi "phishing - malware" per testare il comportamento del personale;
- in caso di cessazione del rapporto di lavoro, rimozione immediata da parte del Servizio Informatica & Telecomunicazioni delle credenziali di accesso.

A carico del Preposto:

- divieto di collegamento delle apparecchiature elettroniche degli impianti del deposito alla rete - web se non per il tempo strettamente necessario agli aggiornamenti del software da parte dei fornitori incaricati alla loro manutenzione;
- obbligo di segnalazione al Gestore eventuali anomalie di funzionamento dei dispositivi di sicurezza che hanno collegamento permanente alla rete - web, pur con indirizzi statici IP;
- obbligo di vietare l'accesso di personale tecnico non autorizzato alla Sala IT per evitare danneggiamenti delle apparecchiature o accessi non autorizzati alla rete dati locale

A carico del Dipendente:

- impegno nel fare attenzione ai messaggi phishing - malware che vengono ricevuti al proprio indirizzo di posta elettronica aziendale e di segnalare la "criticità" al Servizio IT, attraverso l'apposita icona contenuta nell'applicazione Outlook di Windows;
- divieto di divulgazione a terzi, anche interni, delle proprie credenziali (user name e password individuali) e/o di utilizzare quelle di altro collega;
- impegno a non conservare le password personali su supporti cartacei facilmente rintracciabili;
- sostituzione frequente della password di accesso al PC o alle applicazioni aziendali, sulla base dei criteri di composizione stabiliti dagli applicativi, evitando di duplicarle;

- obbligo di non divulgazione di informazioni “sensibili” relativamente ai dispositivi ed ai software utilizzati per le attività aziendali;
- divieto di collegamento di dispositivi personali, quali ad esempio chiavi USB, Hard Disk, alle apparecchiature aziendali, come PC, Tablet o telefoni cellulari;
- impegno di accurata distruzione dei documenti cartacei, rendendoli illeggibili, che riportano informazioni su apparecchiature elettroniche, dispositivi informatici o software aziendali.

Da quanto esposto si può dedurre che anche per gli stabilimenti RIR che non hanno gli impianti collegati in rete, quindi riconducibili ad un rischio “basso”, esiste la necessità di implementare la valutazione dei rischi prendendo in considerazione anche quelli di cyber-security.

6. Conclusioni

La valutazione dei rischi da cybersecurity nello stabilimento RIR con cui ci siamo confrontati rappresenta un valido esempio per l'accuratezza dell'analisi e delle misure di prevenzione e mitigazione e costituisce un primo approccio alla complessità e novità della tematica. Tuttavia, il DVR cybersecurity resta un documento a sé stante rispetto all'SGS. A nostro avviso la gestione degli attacchi informatici dovrebbe rientrare in modo organico nell'articolazione del sistema di gestione, ovvero il Rapporto di Sicurezza e i documenti dell'SGS-PIR e andrebbero integrati. In particolare, per rimanere nell'esempio analizzato di un'azienda virtuosa nell'organizzazione dello stabilimento andrebbe inserita la figura dell'IT manager e inseriti i ruoli del personale, programmi e risorse ai fini della sicurezza informatica e relative procedure per l'idonea informazione/formazione per i lavoratori neoassunti e di aggiornamento per i lavoratori che hanno già seguito formazione in materia di prevenzione di attacchi informatici, effettuando la calendarizzazione e i relativi test di riscontro, come già previsto per le procedure in essere; nella parte riguardante il controllo operativo, nella sezione inerente le apparecchiature, andrebbe inserita una sotto-sezione in cui vengano incluse le dotazioni tecnologiche comprensive di terminali, hardware e software, e relative procedure di individuazione, gestione e monitoraggio degli interventi di manutenzione e sicurezza informatica; nella sezione inerente all'identificazione dei pericoli, valutazione e controllo dei rischi, andrebbero inseriti anche i Rischi da Cyber-security. Di conseguenza tutte le sottosezioni relative ai criteri per la classificazione degli indici di rischio e descrizione della metodologia di analisi dei compiti andrebbero integrate con quanto descritto ai paragrafi precedenti di questo lavoro, individuando tra gli scenari anche quelli relativi agli attacchi informatici analizzati nel DVR da cyber-security. Di conseguenza nella sezione riguardante il controllo operativo, la manutenzione e la gestione di materiali e servizi, andrà prevista e stabilita la frequenza di ispezioni e controlli anche delle IT e relativi aggiornamenti. Inoltre, andrà regolamentato anche il processo di gestione degli approvvigionamenti anche per quanto riguarda i sistemi informatici di sicurezza, dalla

selezione e qualifica iniziali dei fornitori, sino alle modalità di controllo in campo dei prodotti forniti.

Questo lavoro vuole essere un primo approccio all'integrazione dell'analisi dei rischi derivanti da attacchi informatici nel Sistema di Gestione della Sicurezza degli Stabilimenti RIR con l'auspicio di sensibilizzare sempre più Gestori alla valutazione anche di questi rischi nell'ottica del miglioramento continuo che si prefigge l'SGS - PIR.

Bibliografia

- [1] d.l. 14 giugno 2021, n.82 "Disposizioni urgenti in materia di cybersicurezza, definizione dell'architettura nazionale di cybersicurezza e istituzione dell'Agenzia per la cybersicurezza nazionale"
- [2] d. lgs. 105/2015 "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose"
- [3]<https://www.cybersecurity360.it/legal/strategia-ue-per-la-cyber-security-e-armonizzazione-normativa-obiettivi-e-possibili-conflitti/#:~:text=La%20strategia%20definisce%20in%20che,un'Internet%20globale%20e%20aperta.>
- [4]<https://www.cybersecurity360.it/nuove-minacce/guerra-cibernetica-cyberwarfare-cose-presente-e-futuro-casi-famosi/#:~:text=%E2%80%9CCybercrime%E2%80%9D%2C%20il%20Trattato%20di,c omputer%20e%20reti%20di%20telecomunicazioni>
- [5] <https://www.privacylab.it/IT/1148/social-engineering-cos-e-e-come-riconoscerlo/>
- [6] <https://it.malwarebytes.com/malware/>
- [7] <https://www.garanteprivacy.it/temi/cybersecurity/ransomware>
- [8]https://clusit.it/wp-content/uploads/area_stampa/2022/Rapporto_Clusit_edizione_ottobre_2022.pdf
- [9] <https://www.agendadigitale.eu/sicurezza/cyber-attacchi-minaccia-sempre-piu-reale-anche-in-italia-analisi-e-dati-dellevoluzione/>
- [10] <https://www.cybersecurity360.it/soluzioni-aziendali/resilienza-contro-gli-attacchi-informatici-linee-guida-per-le-aziende/>
- [11]<https://it.nttdata.com/insights/blog/cyber-resilience-strategie-protezione-attacchi-informatici>
- [12] <https://www.agendadigitale.eu/sicurezza/cyber-attacchi-su-scala-europea-cosi-la-ue-coordinera-la-difesa/>
- [13] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=celex%3A32017H1584>

[14] <https://it.nttdata.com/insights/blog/cyber-resilience-strategie-protezione-attacchi-informatici>

[15] <https://www.foniagroup.it/sicurezza-informatica/>

[16] <https://www.dogma.it/it/news/cyber-security-risk-assessment--cos-e-e-come-funziona>

[17] <https://www.redhat.com/it/topics/management/what-is-risk-management>

[18] d. lgs. 105/2015 "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose"

[19] d.lgs. n. 81/2008 e smi "Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro"

[20] d.m. 13.10.1994 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di G.P.L. in serbatoi fissi di capacità complessiva superiore a 5 mc e/o in recipienti mobili di capacità complessiva superiore a 5.000 kg"

[21] https://clusit.it/wp-content/uploads/download/Rapporto_Clusit_2023-Approfondimento-energy-e-utilities-Q1.pdf

Criticità operative nella gestione degli impianti di aria compressa del Centro Italiano Ricerche Aerospaziali

F. Petrosino¹, G. Marino¹, I. Campitelli², O. Di Donato²

¹ CIRA, Centro Italiano Ricerche Aerospaziali

² Inail - Uot di Avellino

Abstract

Le apparecchiature a pressione costituiscono la spina dorsale di molti sistemi industriali, spesso, anche di elevata complessità sistemica. La sicurezza e l'affidabilità di questi insiemi di dispositivi diventa un importante lavoro di ricerca, sia dal punto di vista della resa industriale, al fine di equilibrare e gestire diversi processi coinvolti, sia dal punto di vista delle interferenze uomo-macchina. Diventa fondamentale, quindi, comprendere come ricalibrare il processo lavorativo in funzione dell'invecchiamento delle macchine e soprattutto in funzione di una corretta e specifica manutenzione delle stesse, al fine di non compromettere la salute e la sicurezza degli addetti all'uso.

Keywords: invecchiamento, manutenzione, monitoraggio.

1. Introduzione

Il CIRA, Centro Italiano Ricerche Aerospaziali (Figura 1), società a prevalente partecipazione pubblica costituita nel 1984, svolge attività di ricerca nei settori aeronautico e spaziale, e conduce avanzate ricerche aerospaziali, che vanno dallo studio di velivoli aeronautici e spaziali in grado di volare autonomamente e a velocità molto elevate, fino alla progettazione di soluzioni innovative per ridurre l'impatto ambientale degli aeromobili. Il Centro, si occupa inoltre, di migliorare la sicurezza dei voli e ottimizzare la gestione del traffico aereo. Il CIRA è attivamente coinvolto nei principali programmi di ricerca europei e internazionali, collaborando con università di rilievo e aziende leader nei settori aeronautico e spaziale, sia italiane che straniere.



Figura 1. Vista aerea del CIRA

Il CIRA dispone della più vasta infrastruttura di ricerca nel campo aerospaziale presente in Italia, con impianti di prova unici su scala mondiale e laboratori all'avanguardia utilizzati da enti e industrie provenienti da tutto il mondo. In particolare, sono presenti tre grandi impianti di prova denominati IWT, PWT, e PT1.

- L'Icing Wind Tunnel (IWT) è una delle più grandi gallerie del vento esistenti per prove in ghiaccio, che viene utilizzata prevalentemente per attività di sperimentazione in ghiaccio condotte per clienti, con lo scopo di dimostrare la conformità di sistemi di protezione dal ghiaccio alle normative di certificazione di riferimento. Grazie ad essa è possibile simulare l'effetto della quota sull'accrescimento del ghiaccio, fino a 7000 metri di altitudine con la minima temperatura statica dell'aria variabile tra -32 °C e -40 °C .
- Il PT1, unica galleria del vento transonica/supersonica operativa in Italia, offre capacità di sperimentazione aerodinamica ed aeroacustica per regimi di moto, con bassi valori di turbolenza, subsonico, transonico e supersonico, raggiungendo velocità di prova fino a Mach 1.4.
- Il Plasma Wind Tunnel (PWT) dispone di due impianti ipersonici arc-jet, SCIROCCO e GHIBLI, per la simulazione delle condizioni estreme di flusso termico e pressione a cui sono esposti i veicoli spaziali che rientrano nell'atmosfera terrestre. Questi impianti sono in grado di generare un getto di plasma di dimensioni fino a 2 metri di diametro, a Mach 12, per una durata di prova fino a 30 minuti, utilizzando una miscela di Aria e Argon con una portata massima di $3,5\text{ kg/s}$ e temperature comprese tra 2.000 e 10.000 gradi Kelvin.

L'efficacia delle attività di prove e verifiche svolte nelle gallerie è supportata da alcuni impianti industriali ausiliari, tra i quali un impianto di produzione di aria di processo ad alta pressione, denominato Centrale Aria Compressa (CAC). Questo impianto è in grado di erogare portate di aria compressa fino a 2 Kg/s , a pressioni

fino a 115 bar. Il corretto dimensionamento e l'adeguata conduzione operativa dell'impianto, per alimentare ogni sotto-impianto di prova secondo le diverse condizioni richieste in termini di pressioni e portate, rappresentano un elemento fondamentale per il conseguimento degli obiettivi prefissati nelle attività svolte nelle gallerie.

Per la Centrale, che ha una vita trentennale, sono stati definiti piani di manutenzione e controllo di sicurezza appositi al fine di rispondere ad uno specifico requisito atipico di funzionamento definibile ad *intermittenza*. Questo perché la Centrale fornisce aria alla singola galleria o a tutte e tre contemporaneamente, solo a richiesta degli utenti; ossia non in modo continuativo come solitamente accade per altri impianti industriali simili.

2. Centrale Aria Compressa

La CAC del CIRA (Figura 2) è dimensionata per produrre aria di processo ad alta pressione per l'alimentazione delle gallerie del vento PWT, GHIBLI, e PT1.



Figura 2. Centrale Aria Compressa.

La sezione della Centrale che si occupa dell'aria di processo (Figura 3), è costituita da due linee di compressione, ciascuna delle quali è fornita di un compressore centrifugo Centac della Ingersoll Rand, che comprime l'aria dell'atmosfera alla pressione di 10 bar; dopo l'essiccazione ad un punto di rugiada in pressione (p.d.p.) di -41°C a mezzo di un essiccatore STI. L'aria così trattata viene stoccata in un serbatoio intermedio da 60 m^3 di capacità. Da qui viene aspirata da un compressore alternativo Nuovo Pignone, che la comprime fino a 115 bar; essiccata nuovamente in un secondo essiccatore STI fino ad un p.d.p. di -41°C , per venire quindi stoccata in un serbatoio di alta pressione con una capacità di 135 m^3 , pronta per essere inviata all'utenza.

Le linee di compressione sono due, caratterizzate rispettivamente da una portata pari a 1 Kg/s e 2 Kg/s. I due compressori alternativi della Nuovo Pignone sono denominati KB-11 e KB-21 (Figura 4), rispettivamente operanti sulle linee di portata di 1 Kg/s e 2Kg/s, e sono provvisti ciascuno di tre scambiatori a fascio tubiero acqua/aria di interfase che vengono raffreddati con acqua, proveniente dalle torri evaporative. Ognuno dei tre circuiti è caratterizzato da uno scambiatore alimentato con acqua surriscaldata che ha lo scopo di evitare il raffreddamento dell'aria per effetto della laminazione alla pressione di prova e conseguente formazione di ghiaccio sui circuiti. Una valvola di regolazione su ogni circuito regola la pressione al valore richiesto dall'utenza; ad inizio prova la pressione a monte della valvola è pari a 115 bar, per poi diminuire progressivamente fino al valore minimo necessario per assicurare il valore di prova. Sono possibili tipologie di prova diverse in termini di portata, pressione e durata.

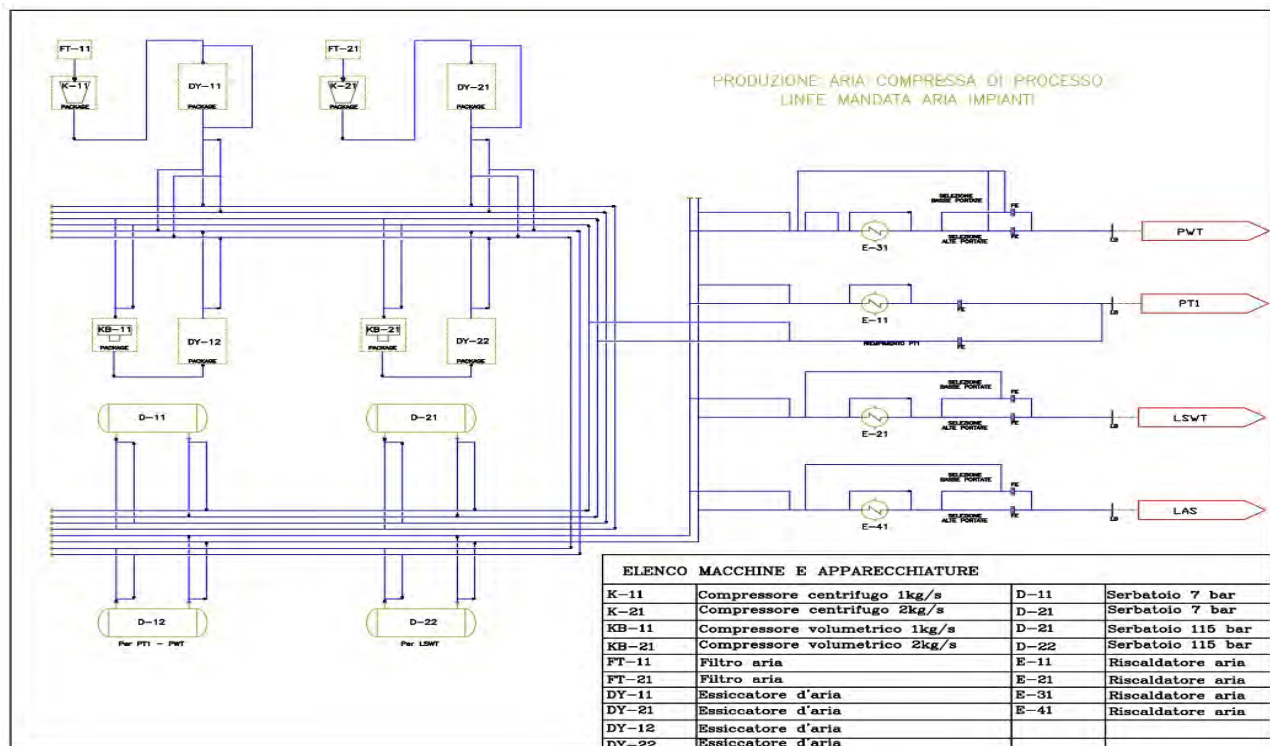


Figura 3. Schema della Centrale Aria Compressa.

Inoltre, per il normale esercizio di tutti gli impianti, siano essi gallerie o produttori di ausiliari ad esse asserviti, la Centrale produce aria compressa a 8.5 bar che viene fornita, disoleata, alle utenze. Ciascun utente provvede, poi, per le proprie esigenze inerenti alla strumentazione, ad essiccarne la quota parte necessaria.

L'impianto viene gestito interamente tramite un sistema di controllo della Elsag Bailey FreeLance 2000, i PLC relativi sono posti all'interno di un armadio con relativo UPS ubicato all'interno della sala controllo.

2.1 Stato delle Centrale Aria Compressa

Coadiuvati dall'azienda produttrice dei compressori a servizio della CAC, nel 2021 è stato effettuato un esame dell'intero impianto per verificarne lo stato di sicurezza e l'operatività delle macchine e dei sotto-insiemi. Sono stati effettuati rilievi ed analisi per comprendere se la condizione di stress d'uso, legato ai frequenti cicli di accensione e spegnimento ed alle lunghe durate di fermo/stand-by che spesso le componenti della centrale sono costrette a supportare, possano causare problemi strutturali e di processo per l'impianto o per singole parti di questo (sotto-insiemi e tubazioni), tali da compromettere la CAC o la riuscita dei test sperimentali.

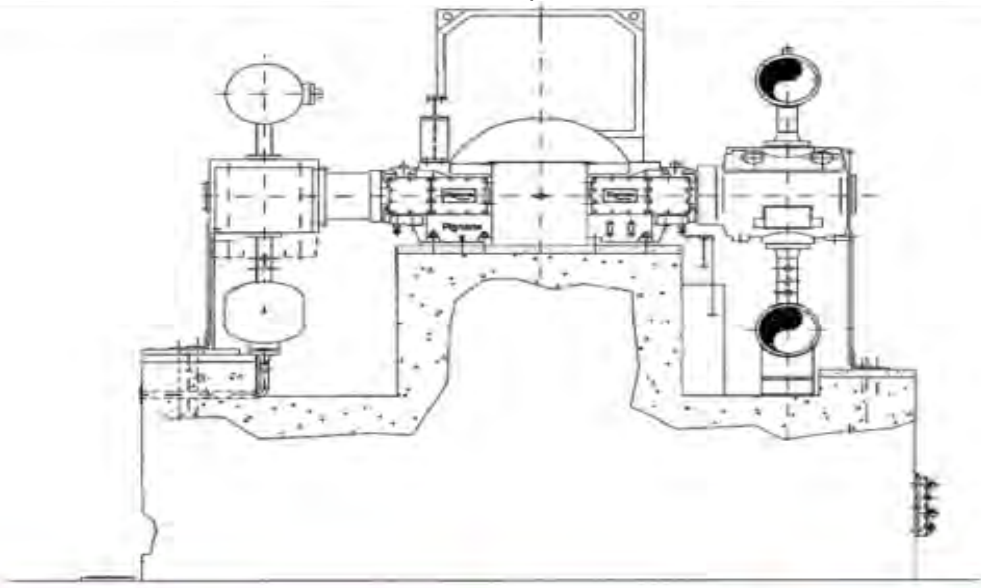


Figura 4. Schema del compressore KB-11.

Dal controllo dei dati di targa dei compressori, l'anno di costruzione dell'incastellatura risulta essere 1996. Le ore di funzionamento reali totali dal primo avviamento, così come registrate nelle apparecchiature, alla data del 17/11/2021 risultano essere 143 giorni e 6,5 ore per il compressore KB-11, e 129 giorni e 14,3 ore per il compressore KB-21.

Questi valori corrispondono ad una media di ore di funzionamento pari a 156 h/anno per il KB-11 e 141 h/anno per il KB-21, un funzionamento non usuale per questo tipo di macchine.

Come ci si aspettava, questo uso "intermittente" della CAC fa sì che molte parti a contatto con il gas di processo, in questo caso l'aria, tendano all'ossidazione (Figura 5), specificamente i cilindri e i liner, con la conseguente formazione di rigature sulle pareti dei cilindri (Figura 6). In aggiunta, il circuito di raffreddamento dei compressori utilizza come vettore l'acqua senza che questa subisca trattamenti specifici, con il risultato di formazione di incrostazioni di calcare nei canali di circolazione (Figura 7), fenomeno che a sua volta genera un raffreddamento non adeguato all'unità di compressione con conseguenze sulla sua efficienza.



Figura 5. Tiranti e bulloneria del coperchio valvola di aspirazione su KB-11. Evidenti i segni di ossidazione.



Figura 6. Liner su KB-21, evidenti rigature.



Figura 7. Scatola premistoppa, presenza di calcare nel canale di passaggio dell'acqua di raffreddamento.

3. Piano manutentivo

Il piano di manutenzione standard a corredo d'uso dei compressori al momento dell'installazione, che la casa di costruzione redige per le attrezzature a pressione, non risulta rispondente per la necessità di lavoro della CAC. È stato pertanto necessario che i produttori realizzassero una modifica ai manuali in considerazione delle criticità evidenziate.

Nel caso particolare dell'impianto CAC del CIRA la fase di avviamento è un momento di alta criticità per la macchina, durante il quale i cuscinetti sono sottoposti a forte tensione dovuta al contatto con l'albero di trasmissione. Finché non si instaura la condizione di portanza oleodinamica tra albero e cuscinetto, l'attrezzatura viene sottoposta a strisciamento con conseguenze sulla finitura delle superfici e la tenuta degli accoppiamenti.

Il fluido utilizzato per il funzionamento dei compressori è l'aria, che circolando nei cilindri, li espone a fenomeni corrosivi causati dalla condensazione dell'umidità atmosferica naturalmente presente. A sua volta, l'acqua usata per il raffreddamento dei compressori causa la formazione di depositi di calcare all'interno dei circuiti, con conseguenze anche in termini di aumento delle temperature di esercizio delle macchine a causa della riduzione di efficacia del sistema di cooling.

Le modalità di funzionamento delle apparecchiature in uso al CIRA sono da considerarsi più severe rispetto a quanto previsto dai produttori, per cui un piano di manutenzione basato sulle ore di funzionamento, ovvero quello che tipicamente viene previsto per queste macchine, non può essere adottato. Il piano manutentivo e di sicurezza macchine deve essere basato, invece, sui controlli periodici indipendenti dal numero di ore di funzionamento accumulate ed inoltre risulta necessario integrare

tale piano con accorgimenti manutentivi costanti da avviare nei periodi di fermo prolungato.

Nel caso di periodi di inattività, sarebbe buona norma isolare il compressore dal resto dell'impianto, depressurizzando tutte le tubazioni e gli apparecchi. Per evitare che l'aria presente all'interno del compressore possa generare fenomeni corrosivi sulle pareti dello stesso si può eseguire una pressurizzazione del compressore con azoto, in modo da preservare i materiali.

Durante i periodi di stand-by dell'impianto, ad intervalli di tempo regolari, il compressore e le pompe ausiliare di lubrificazione dovrebbero essere attivati in modo da garantire una corretta lubrificazione dell'impianto e preservarne lo stato.

Inoltre, il circuito di raffreddamento andrebbe svuotato per evitare ristagni e/o congelamenti nei periodi invernali.

4. Conclusioni

Il piano manutentivo della CAC del CIRA è attualmente in fase di definizione, ma possiamo riportare alcune considerazioni introdotte all'analisi dello stato dell'impianto e dei suoi sotto-insiemi di cui ai lavori dell'anno 2021.

Seppure i singoli sotto-insiemi di un impianto complesso, quale la CAC, possano essere considerati di tipo regolare, l'insieme globale non può essere identificato in una tipologia standard. Per questo motivo, il piano di manutenzione deve essere progettato basandosi su quella che sarà l'effettiva vita lavorativa dell'attrezzatura.

La personalizzazione del piano di manutenzione e dei manuali d'uso deve essere parte integrante del processo di progettazione di un impianto complesso, in modo da assicurare la giusta conservazione delle apparecchiature e preservare la loro efficienza nel tempo e per la sicurezza degli operatori.

5. Bibliografia

[1] G. Goduto, F. Del Gatto, P. Cangiano, "Descrizione degli Impianti Generali, dei Mezzi di Prova e del Patrimonio Civile del CIRA", CIRA-CF-16-1021, 2016.

[2] C. Izzo, L. Vecchione, "CIRA PT-1 User Manual", CIRA-CF-09-1144, 2009.

[3] F. Ferrigno, L. Vecchione, "CIRA IWT User Manual", CIRA-CF-04.0541, 2004.

[4] A. Martucci, "Studio aerotermodinamico di sonde per misure di flussi termici nella galleria al plasma SCIROCCO", Tesi di Dottorato Ciclo XX, Università degli Studi di Napoli.

Analisi e individuazione delle cause che hanno prodotto lo scoppio di un generatore di vapore a tubi da fumo a fondo bagnato

R, Mercurio¹, A. Mercurio¹, G. Paglione², A. Turi², G. Piva³

¹ Soggetto Abilitato METIDE

² Inail - Uot di Bari

³ Soggetto Abilitato TUV SUD - Italia

Abstract

Abbiamo analizzato le cause che hanno portato al verificarsi dell'incidente a seguito di scoppio di un generatore di vapore, indagando sulle cagioni tecniche.

Pertanto abbiamo acquisito le caratteristiche tecniche costruttive di base del generatore vapore oggetto di scoppio, stabilito le circostanze dell'incidente, identificato le ragioni tecniche dell'incidente, ed infine valutato la possibilità di ulteriori controlli preventivi per evitare il ripetersi dell'incidente in altri generatori di vapore della stessa tipologia.

Scopo

Imparare dalla casualità degli eventi, per migliorare e rendere efficaci le strategie di prevenzione degli incidenti in centrale termica. Abbiamo cercato di comprendere non solo perché gli incidenti devono essere investigati e analizzati, ma anche cosa si intende per analisi e investigazione degli incidenti, sviluppando un processo di tipo deduttivo capace di evidenziare i fattori che hanno contribuito o causato l'incidente, che con un percorso logico, partendo dallo scoppio, tende a rivelare la ragione che l'ha causato.

Risultati attesi

Memoria tecnica che riconduce alla causa dello scoppio. La presente trattazione comprende la rilevazione dei difetti, le indagini in campo per l'individuazione delle cause della "failure", la ricerca di soluzioni in letteratura scientifica, l'individuazione e l'applicazione della soluzione ottimale secondo le "best practices"

Keyword: scoppio, generatore di vapore a fondo bagnato, valutazione delle cause, controlli.

1. Caratteristiche del generatore di vapore

1.1 Il generatore di vapore oggetto di scoppio

Il generatore di vapore a tubi da fumo oggetto di esame, costruito nel 1978 secondo le disposizioni e procedure dell'A.N.C.C., è caratterizzato dalla presenza di un fondo bagnato per eliminare i costi di manutenzione, le perdite di calore per irraggiamento ed il surriscaldamento della piastra tubiera posteriore.

Presenta:

- eccentricità del focolare verso il basso;
- assenza di tubi nella parte inferiore per favorire la pulizia lato acqua;
- focolare di grande diametro per favorire il rendimento e rispettare ecologicamente i valori delle emissioni al camino.
- tre giri di fumo per aumentare il rendimento.
- piastre tubiere stampate e sottoposte a trattamento termico di normalizzazione. Le bordature assorbono uniformemente le dilatazioni del corpo e del fascio tubiero fungendo da veri e propri compensatori. I tubi sono mandrinati e saldati alle piastre tubiere.
- Camera di inversione dei fumi e fondo del generatore di vapore vincolati da tiranti ottenuti da tondo pieno ASTM A105 F \square 28 mm.
- fasciame / mantello di grande diametro è munito di passo d'uomo, portine passi di mano o passi d'uomo d'ispezione, tronchetti di presa, attacchi per ausiliari e golfari di sollevamento.

1.2 Vista longitudinale generatore di vapore a fondo bagnato

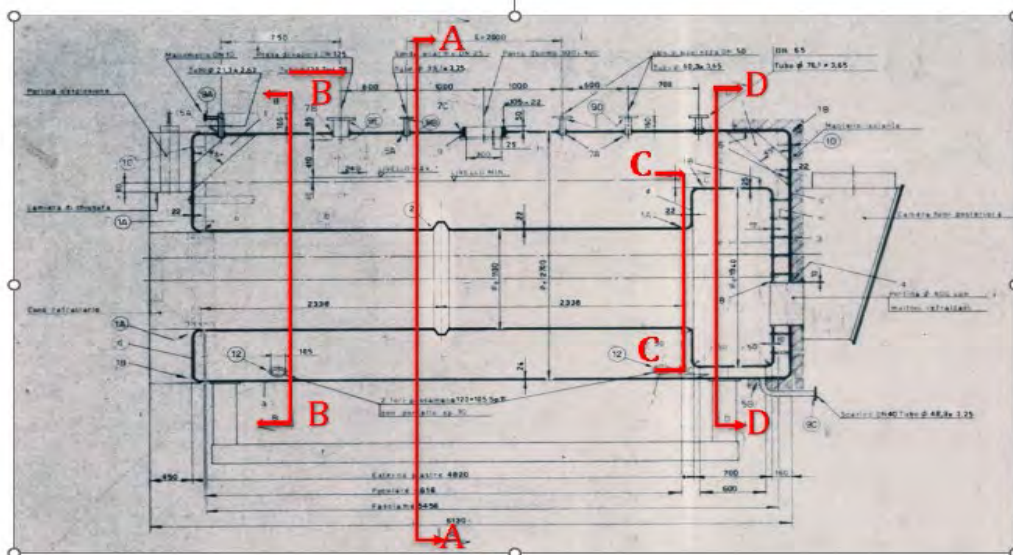


Figura 1

1.3 Sezioni generatore di vapore a fondo bagnato

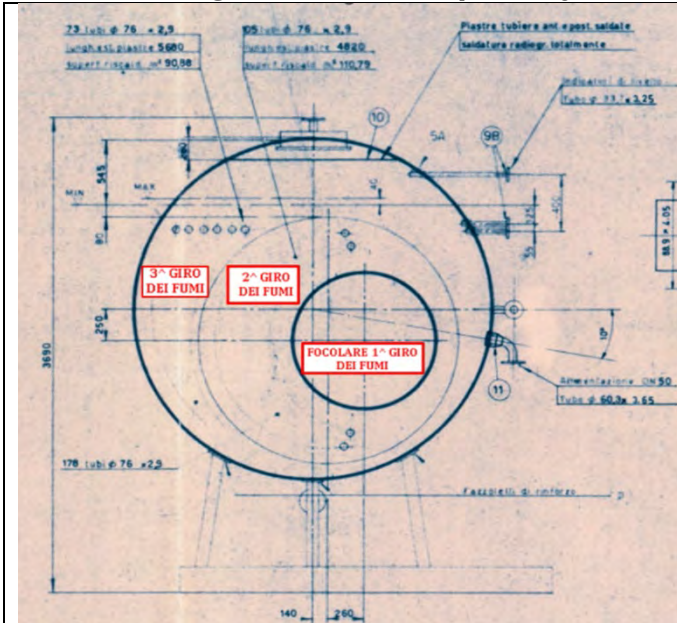


Figura 2. **SEZIONE A-A** riproduzione ridotta per esigenze di impaginazione -. Posizione asimmetrica del focolare, i limiti delle bordature della piastra tubiera posteriore, numero dei tubi da fumi per il "2^o e 3^o giro dei fumi, posizione del passo d'uomo, limite minimo e massimo del livello d'acqua in caldaia, posizione di alcuni tronchetti per l'alimentazione ed il controllo del livello, volume di contenimento dei tre giri del fumo.

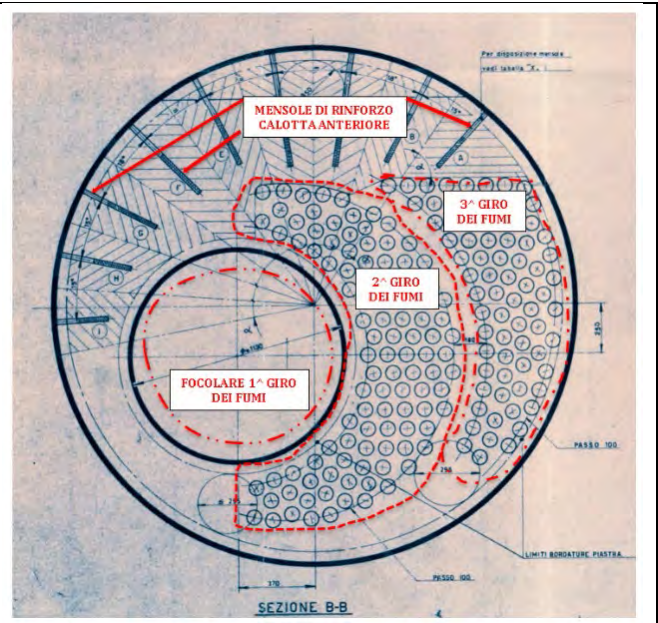


Figura 3. **SEZIONE B-B** Disposizione dei tubi da fumo per il "2^o e 3^o giro dei fumi, la disposizione delle mensole di rinforzo piastra tubiera anteriore
Si rileva il percorso dei fumi caldi prodotti dal bruciatore (1^o giro dei fumi) con la cessione del calore alla caldaia, il 2^o giro dei fumi in camera di inversione dei fumi posteriore ed il 3^o giro dei fumi completamente accessibile per la visione dei tubi da fumo e dei tiranti e la posizione asimmetrica del focolare

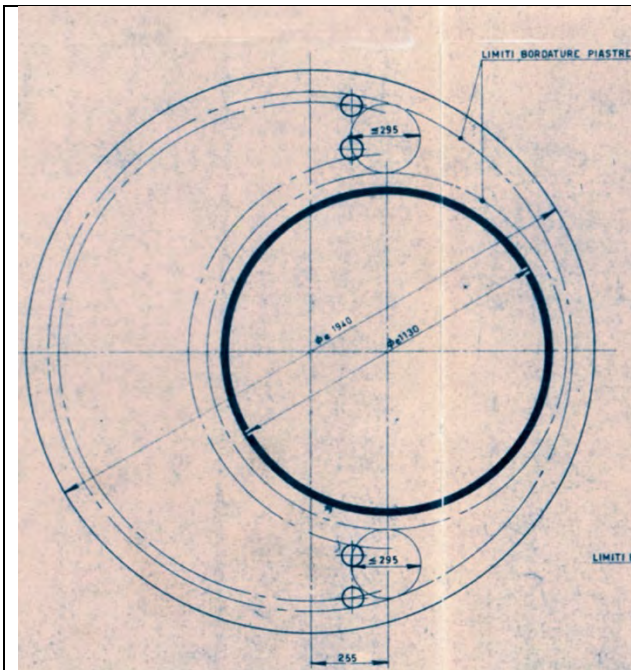


Figura 4. **SEZIONE C-C**

Si rilevano disposizione del focolare, il limite delle bordature della camera di inversione dei fumi, le dimensioni esterne della camera di inversione dei fumi posteriore pari a 1.940 mm completamente accessibile per la visione dei tubi da fumo e dei tiranti e la posizione asimmetrica del focolare.

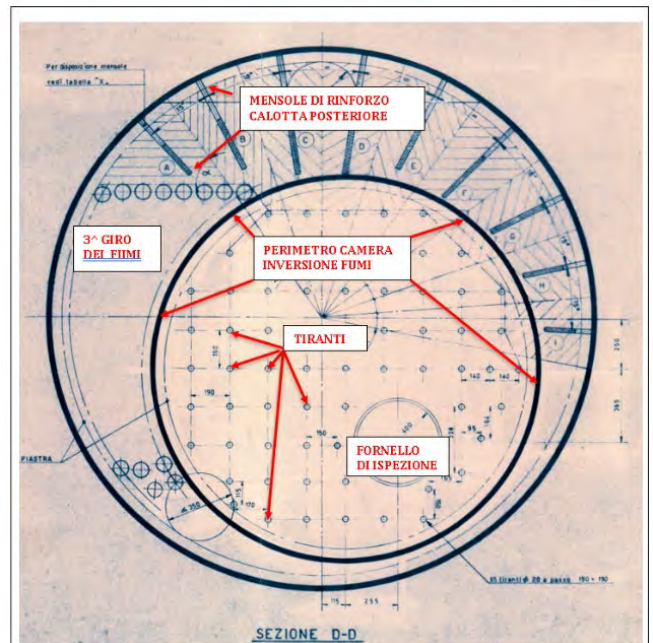


Figura 5. **SEZIONE D-D**

Si evidenzia la disposizione del fornello posteriore, le mensole di rinforzo della calotta posteriore, la posizione dei 65 tiranti di rinforzo da 28 mm., tra la camera di inversione dei fumi posteriore, e la calotta posteriore

2 Analisi delle possibili cause e rilievo eseguito

La società proprietaria del sito produttivo, che comprende il generatore di vapore, indicato ha patito dopo alcuni anni di esercizio il fermo produttivo e fallimento per difficoltà finanziarie. La società subentrante nel 2003 non è entrata in possesso della documentazione attestante le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria eseguite sul generatore in precedenza. Per cui gli atti posti in visione sono stati emessi dalla nuova gestione a seguito del subentro datati pertanto dopo il 2003.

2.1 Acqua d'alimentazione

Negli impianti termici l'acqua può dare origine a due principali tipi di inconvenienti: incrostazioni, e corrosioni.

Mentre il fenomeno delle incrostazioni è abbastanza definito e delineato perché la sua origine è unica ed è, quasi sempre, la durezza, il fenomeno corrosivo è, invece, un fenomeno complesso di cui è spesso difficile determinarne le cause d'origine e quelle

di sviluppo. La corretta conduzione di una centrale a vapore prevede controlli sistematici dei parametri chimici dell'acqua di alimento e di esercizio, ma anche controlli periodici mensili da eseguire con l'ausilio di un laboratorio qualificato sulle analisi dell'acqua d'alimento degli impianti. Gli atti esaminati (analisi di ditte esterne, analisi dei conduttori ad ogni turno) confermano che il processo di trattamento delle acque di alimentazione e quello di esercizio con impianto di demineralizzazione e degassazione è conforme alla normativa di riferimento.

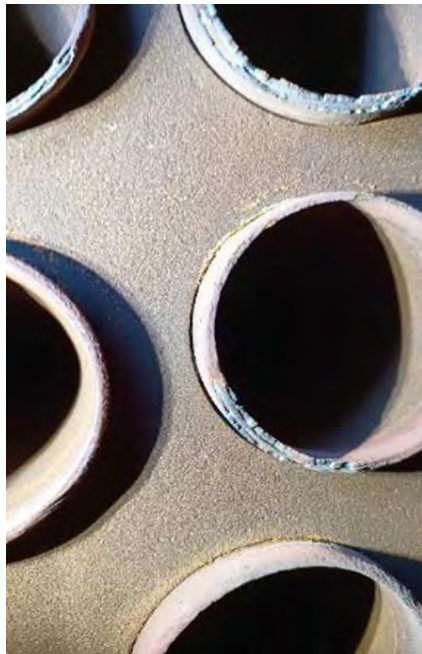
2.2 *Variazione del combustibile*

In tempi riferiti non apprezzati in sede di rilievo, è stata eseguita la sostituzione del bruciatore a combustibile B.T.Z. con altro a metano

L'adozione di un combustibile diverso da quello originario, in particolare la sostituzione dell'olio combustibile con il gas metano, deve avvenire con le dovute attenzioni.

La fiamma prodotta da un olio combustibile cede calore per irraggiamento mentre quella del gas principalmente per convezione. Con la combustione dei gas, i fumi pertanto escono più caldi con il rischio di surriscaldamento delle pareti di scambio; tale fenomeno può provocare in molti casi fessurazioni nella parte terminale dei tubi da fumo e nei giunti saldati. Gli atti esaminati (analisi dei fumi ad ogni avvio) confermano che il bruciatore di metano a corredo del generatore di vapore, è oggetto di attenta regolazione da ditta esterna qualificata, ad ogni riavvio stagionale.

2.3 *Surriscaldamento e dilatazioni termiche*



Oltre al pericolo di cricche nelle mandrinature di unione tra i tubi e piastre tubiere o nei tubi stessi, si possono generare aumenti localizzati della temperatura di parete delle piastre tubiere e nelle camere di inversione dei fumi in generatori vapore a fondo bagnato, tipologia di presente nel caso in oggetto.

La precedente gestione ha sostituito l'intero corpo dei tubi da fumo che rappresenta il secondo giro dei fumi.

Tale sostituzione, evidente nella nostra ispezione, per la presenza di tubi mandrinati collocati non a filo della piastra tubiera, probabilmente non è stata rilevata dai nuovi proprietari e da tutti gli attori delegati del processo manutentivo ed ispettivo del Generatore di Vapore.

Le dilatazioni termiche sono particolarmente pericolose per i generatori a tubi di fumo di grande potenzialità poiché direttamente proporzionali alla lunghezza delle membrature. Nella documentazione messa a disposizione non vi è traccia degli interventi sicuramente eseguiti prima della gestione attuale.

Figura 6

Appare evidente, dalla figura 6 la presenza di sfogliature sulla parte dei tubi da fumo esterna alla piastra tubiera sul primo giro dei fumi, dopo il focolare, chiaro indice del fenomeno di surriscaldamento.

2.4 Messa a riposo stagionale.

Il generatore di vapore ha utilizzo stagionale dovuto alle campagne di trattamento di prodotti orto-frutta. Nell'azienda è attuato ad ogni fermo per stagionalità un programma di conservazione in fase secca, vuotando a caldo il contenuto di acqua, secondo le modalità già conosciute dagli addetti al settore:

Gli atti esaminati (procedure di messa a riposo e riavvio) registrate dal coordinatore dei servizi di manutenzione, ad ogni fermo e riavvio stagionale, confermano la correttezza delle procedure.

3 Analisi del possibile danno

3.1 Premessa

Non sono considerate le norme e danni specificamente prodotti per fenomeni di scorrimento viscoso (creep) non pertinenti (per temperatura e pressione) per il caso in studio.

3.2 Il danno causato dal degrado dei materiali

La definizione di "danno" è estremamente ampia e riguarda uno spettro molto vasto di situazioni; ogni tipo di materiale è soggetto a tipologie di danno differenti, a seconda degli impieghi. Il danno può essere classificato in modi diversi, ad esempio facendo riferimento ai meccanismi di degrado, alla analisi delle rotture, alle indagini che permettono di individuarlo, ai metodi di prevenzione.

Le attrezzature in pressione operano in un ampio range di pressioni e temperature.

I materiali utilizzati per le attrezzature in pressione ante PED devono rispondere ai requisiti di sicurezza allora vigenti.

Oggi devono rispondere ai requisiti di sicurezza previsti nella Direttiva PED, lavorando nelle condizioni previste per un tempo definito. Occorre quindi tenere conto, nella progettazione e nell'analisi dei rischi, dei possibili meccanismi di danno.

Nella progettazione si considerano eventuali condizioni particolari di esercizio e si prevedono verifiche aggiuntive, che normalmente riguardano Corrosione - Erosione - Fatica - Infragilimento.

Ognuno di questi meccanismi può provocare una o più tipologie di danno, da considerare anche nella loro evoluzione nel tempo (analisi dei rischi, RES, mantenimento dei RES).

Questo approccio richiede di dimostrare che il danno, e in particolare i difetti, possono essere evidenziati dalle ispezioni prima che riducano la resistenza del componente al di sotto del livello di sicurezza.

Nel seguito, ai fini della valutazione del danno nel caso specifico del Generatore oggetto di scoppio, riportiamo alcune cause, le più probabili, che possono determinare il degrado dei materiali.

3.3 Infragilimento

La temperatura di esercizio e lo stato di sforzo permettono di determinare se il materiale è utilizzato al di sopra o al di sotto della transizione duttile-fragile, al di sotto della quale possono verificarsi rotture con un assorbimento di energia relativamente basso.

Anche materiali duttili possono presentare rotture fragili solitamente improvvisi; l'origine di queste fratture è quasi sempre un intaglio o un difetto preesistente, di cui non era stata rivelata la presenza durante i controlli di fabbricazione, o di cui non è stato tenuto adeguatamente conto. Tra i fattori che controllano la temperatura di transizione di un acciaio possono essere ricordati la composizione chimica, la procedura di fabbricazione, la saldatura. Fenomeni di frattura fragile possono verificarsi anche nella fase finale della propagazione di cricche.

Alcuni tipi di infragilimento possono verificarsi in seguito all'invecchiamento del materiale, e dipendono dal degrado della microstruttura in seguito a trattamenti termici e/o tensioni indotte, tra questi:

- Infragilimento per deformazione (tipico degli acciai con basso contenuto di carbonio sottoposti a carichi ciclici)
- Infragilimento per tempra (Acciai a basso tenore di carbonio raffreddati velocemente).

3.4 Cricche

Le cricche vengono definite come difetti acuti (con angolo all'apice tendente a zero), che causano l'intensificazione del campo di sforzi. Teoricamente, non possono essere accettate, neanche adottando coefficienti di sicurezza, ma richiedono una valutazione di stabilità tramite l'applicazione della meccanica della frattura.

È molto difficile dare una descrizione breve ed esauriente allo stesso tempo dei fenomeni di criccatura, che possono essere dovuti a corrosione e o tensocorrosione, fatica, errori di fabbricazione, infragilimento del materiale.

Dal punto di vista applicativo, occorre tenere conto dei limiti dei controlli, ed a tal fine valutare quanto tempo è necessario perché una cricca passi da una dimensione non individuabile, a quella che può essere rivelata con i controlli.

In sede di progetto, la resistenza del materiale tiene conto del limite di fatica.

Applicando la meccanica della frattura si può prevedere una fase di crescita sottocritica, nel corso della quale il componente può continuare a lavorare in sicurezza.

3.5 Tensocorrosione (corrosione sotto sforzo)

Agli strumenti e ai metodi analitici della meccanica della frattura e della propagazione per fatica si dovrebbe avere l'accortezza di aggiungere l'effetto ambientale quando è

necessario. Non sempre però questi effetti sono quantificabili in termini di velocità di propagazione del difetto, per mancanza di conoscenze sui meccanismi e di modelli adeguati. Fra i meccanismi di corrosione viene solitamente indicata la tensocorrosione (Stress Corrosion Cracking, SCC) definita come la formazione di cricche causate dall'azione simultanea di un ambiente corrosivo e di un carico di trazione.

In altri termini, per tensocorrosione si intende un fenomeno di degrado di un materiale dovuto all'azione combinata di corrosione e applicazione di un carico costante, e o variabile.

Spesso conduce a rottura improvvisa di materiali metallici normalmente duttili sottoposti a stress in ambiente corrosivo. La velocità di propagazione della frattura è notevole proprio a causa dell'azione combinata dei due fattori. Lo stress può essere causato da concentrazioni di tensione in zone particolarmente critiche, come bordi di fori o spigoli non sufficientemente raccordati (si parla in tal caso di "effetto intaglio"), oppure da residui di tensione dovuti alla fabbricazione (ad esempio dopo una lavorazione a freddo).

A parere degli scriventi, la tensocorrosione è la ragione principale del degrado nel tempo dei tiranti, causa dello scoppio, fenomeno evidenziato nel capitolo 5.

4 Invecchiamento delle attrezzature a pressione

L'invecchiamento è un problema emergente per gli impianti di processo - Per valutare l'idoneità al servizio di impianti vecchi occorre valutare la vita residua. Per i meccanismi tempo-dipendenti (fatica, corrosione), al fine di valutare lo stato di degrado/invecchiamento di un'attrezzatura a pressione è utile valutare la frazione di vita consumata. La conoscenza della vita consumata può dare infatti indicazioni sull'estensione delle PnD da effettuare sul componente (più elevata la vita consumata più intensi i controlli).

4.1 Norma UNI/TS 11706:2018 [9]

Lo sviluppo tecnologico ha progressivamente portato a un sensibile miglioramento delle caratteristiche strutturali dei materiali e della loro stabilità nel tempo durante l'esercizio.

Tuttavia, la specificità dei materiali per attrezzature a pressione, le cui proprietà si basano su un forzato blocco della microstruttura in stati fuori dall'equilibrio termodinamico, determina intrinsecamente una progressiva evoluzione microstrutturale di ritorno all'equilibrio iniziale, con conseguente alterazione delle proprietà, con degrado metallurgico anomalo, e diminuzione delle proprietà tensili e tenacità.

Questa tendenza è propria di tutti i materiali strutturali (da quelli fabbricati da tempo ai più recenti), varia solo la sua cinetica.

A questo fattore si aggiunge poi l'effetto che, attraverso fenomeni di diffusione, può avere l'ambiente di esercizio. Le conseguenze di questa evoluzione saranno tanto più rilevanti in funzione del tempo e delle modalità di esercizio del componente.

Per tale motivo, le proprietà del materiale con cui furono realizzati componenti con un tempo di esercizio accumulato molto elevato, potrebbero essere sensibilmente cambiate rispetto a quelle inizialmente utilizzate per la progettazione.

I soggetti interessati, valutata la necessità, hanno elaborato la norma UNI 11706:2018. La norma ha lo scopo di definire le modalità e le procedure per valutare lo stato di conservazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione in esercizio, relativamente al degrado strutturale e metallurgico del materiale. La norma tratta i meccanismi di danno a evoluzione lenta i cui effetti non risultano rilevabili all'esame visivo. La valutazione deve essere effettuata non oltre i 40 anni dalla data di inizio dell'effettivo esercizio dell'attrezzatura a pressione, eseguita da persona competente con almeno 5 anni di esperienza.

Il riferimento normativo temporale, non esclude, anzi raccomanda l'esecuzione di un'analisi preliminare per individuazione dei meccanismi di danno, per prevedere eventuali intervalli di verifica inferiori. Non oltre i 10 anni dalla messa in servizio o dalla verifica di primo impianto.

La norma UNI 11706:2018 riporta specificamente quanto sia determinante conoscere, nella analisi preliminare, la storia di esercizio dell'attrezzatura.

La valutazione effettuata deve essere documentata in una relazione tecnica che includa analisi, individuazione dei meccanismi di danno, i controlli eseguiti, esercibilità del componente, eventuali interventi successivi

Nel caso in cui l'attività di analisi faccia emergere l'assenza di possibili meccanismi di danno, la relazione tecnica deve comunque essere predisposta per dare evidenza della valutazione eseguita.

4.2 UNI/TS 11325 tutte [6-7-8-10]

Le specifiche tecniche applicabili per la messa in servizio e l'utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione sono contenute nel pacchetto delle norme UNI/TS 11325: Attrezzature a pressione - Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione. La Raccolta tecnica fornisce le indicazioni per la sorveglianza dei generatori rientranti nel campo di applicazione del D.M. 329/04.

Le Specifiche Tecniche della serie UNI TS 11325 costituiscono un set di norme per la valutazione dei meccanismi tempo-dipendenti e il degrado metallurgico dei materiali dovuto al prolungato esercizio

I controlli obbligatori per legge, esame visivo e controllo spessimetrico, sono spesso insufficienti a valutare l'invecchiamento di un'attrezzatura.

È utile programmare le ispezioni da effettuare sul componente utilizzando una metodologia RBI, al fine di individuare i controlli più idonei in funzione del rischio del componente.

In particolare, per le verifiche periodiche dei generatori di vapore ed i controlli durante l'esercizio sono specifiche le seguenti parti della norma:

Parte 3: Sorveglianza dei generatori di vapore e/o acqua surriscaldata.

Parte 6: Messa in servizio delle attrezzature e degli insiemi a pressione;

- Parte 8: Pianificazione della Manutenzione su attrezzature a pressione attraverso metodologie basate sulla valutazione del rischio (RBI)
- Parte 11: Membrane soggette a fatica
- Parte 12: Procedure generali per le Verifiche periodiche delle attrezzature e degli insiemi a pressione.

5 Valutazione delle cause che hanno prodotto lo scoppio de generatore di vapore

Verificata de visu la condizione dei tiranti, durante l'ispezione interna, evidenziata nelle immagini riportate di seguito, siamo indotti a credere che la rottura sia effetto di **tensocorrosione**, probabilmente innescata da tensioni in fase di montaggio irregolarmente ripartite su alcuni tiranti che hanno attivato, nel tempo, un effetto domino sui rimanenti ulteriormente sollecitati, provocando conseguente aggravio di carico strutturale del fornello per incremento localizzato delle sollecitazioni. Si è portati a supporre che il fenomeno di tensocorrosione, sia iniziato nei tiranti maggiormente sollecitati, gradualmente nel lungo tempo di esercizio (43 anni dalla costruzione) ed a causa di fenomeni di invecchiamento dei materiali per fatica.

5.1 Rappresentazione grafica e fotografica del degrado dei tiranti

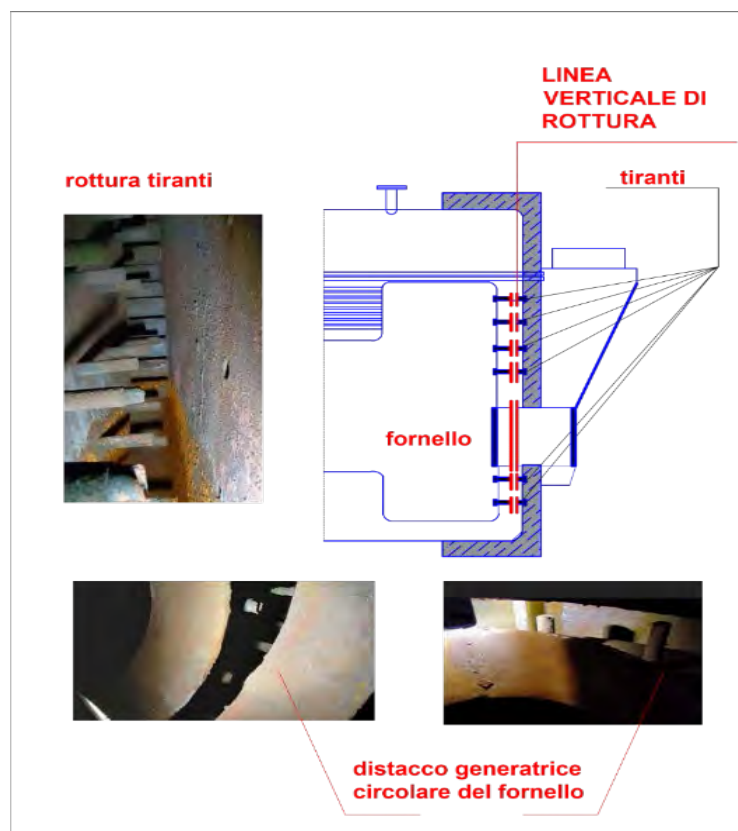


Figura 7

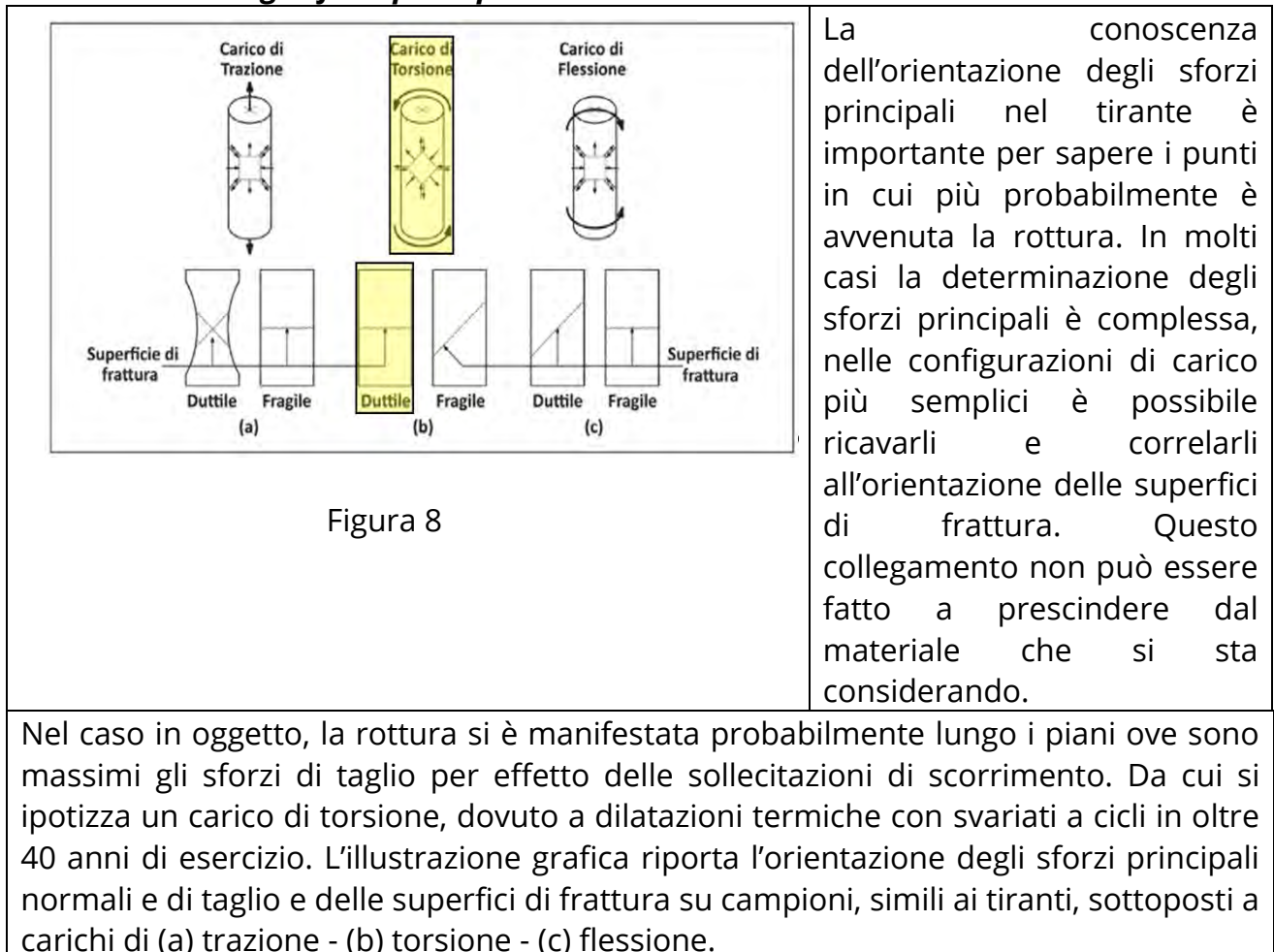
Qualsiasi componente meccanico, elemento di macchina o parte di impianto può, durante l'impiego operativo, andare soggetto a svariati inconvenienti di natura metallurgica.

Tra i più importanti fenomeni di danneggiamento e/o degrado dei materiali metallici dovuti all'esercizio che a parere degli scriventi sono riconducibili allo scoppio, sono i seguenti:

- 1) Cedimenti statici (fenomeni di fragilità ed infragilimento);
- 2) Rotture per fatica;
- 3) Degrado per Tensocorrosione;

I fenomeni di danneggiamento elencati sono spesso tra loro interdipendenti. Lo sono nelle rotture per fatica con innesco di cricca a partire da danneggiamenti per fenomeni di corrosione sotto tensione, indotti dalle sollecitazioni meccaniche applicate al componente (stress corrosion cracking).

5.2 Direzione degli sforzi principali nei tiranti



Conclusioni

L'esercizio e gli interventi di manutenzione straordinaria devono essere correttamente documentati nel tempo e conservati per tutta la vita del generatore di vapore, al fine di valutare l'eventuale degrado dei materiali nel tempo.

Le verifiche periodiche di integrità decennali, che riguardano lo stato di conservazione nel caso costruttivo caratteristico dei generatori di vapore a fondo bagnato, dovrebbero essere operate secondo una valutazione approfondita indirizzata alla peculiarità costruttiva del generatore che consente di rilevare e prevenire il problema strutturale causa dell'incidente.

Si propone, oltre quanto indicato dalle Norme UNI/TS, una procedura di controlli che comprenda quanto riportato nel seguito

Ispezione visiva, lato acqua, approfondita sulla parte posta a cavallo della camera di inversione dei fumi posteriore, e la calotta posteriore del generatore. Tale approfondimento visivo, può evidenziare, eventualmente anche ad occhio nudo, la rottura iniziale in alcuni tiranti danneggiati, maggiormente sollecitati dalle tensioni indotte per difetti di planarità, e, qualora rilevati, la conseguente esclusione dall'esercizio del generatore di vapore a fondo bagnato.

Controllo planarità delle piastre tubiere mediante lo spostamento di un comparatore su tutta la superficie e rilevando l'errore di planarità come differenza tra la massima e minima misura rilevata, e quindi la probabile presenza di tensioni indotte.

Ispezione dei forgiati (tiranti) con ultrasuoni difettoscopico USM B-Scan. Il difetto colpito dalle onde incidenti assorbe energia. Il segnale che ritorna alla sonda contiene tutte le informazioni sulle dimensioni, lontananza dalla sorgente, geometria e natura dell'ostacolo(difetto).

Bibliografia

[1] G. Bianchi – F. Mazza - Corrosione e protezione dei metalli - Associazione Italiana di Metallurgia terza edizione 2005 pp 218 – 222.

[2] A. Alvino, A. Antonini, C. Delle Site, A. Di Loreto, F. Giacobbe, D. Lega, E. Pichini, Maurizio A. Pierdominici, L. Ricciardi, A. Tonti - Analisi delle cause di rottura di materiali metallici: esempi di applicazione - INAIL Quaderni di ricerca n°9 – febbraio 2016

[3] M Boniardi Dipartimento di Meccanica POLIMI A. Casaroli Dipartimento di Meccanica POLIMI - C. Tagliabue Forgiatura A. Vienna, Rho (MI) Fenomeni di danneggiamento dei materiali metallici dovuti all'esercizio (Failure Analysis) Dispensa tecnica capitolo IV

[4] Feynmann R. P. et al., The Feynman Lectures in Physics, California Institute of Technology, 1964 da ASM Handbook Committee, Metals Handbook, Vol. 12 - Fractography, ASM International, Metals Park, Ohio, 1987).

- [5] G, Sferruzza – Coordinatore CT 223 GL 3 CTI -Inail UOT Palermo - UNI 11325-12
Tecnologie innovative in ausilio ai controlli ed alle verifiche di attrezzature a pressione
Giornata di studio – Palazzo Bernardini 10 aprile 2018
- [6] GdL UNI/TS UNI /TS 11325-9 – Maggio2013 Idoneità al servizio di attrezzature ed
insiemi a pressione Fitness for Service -
- [7] GdL UNI/TS 11325-8 – Luglio2013 - Messa in servizio di attrezzature ed insiemi a
pressione - Pianificazioni delle manutenzioni.
- [8] GdL UNI/TS 11325-11–giugno2015 - Messa in servizio ed utilizzazione delle
attrezzature ed insiemi a pressione – procedura di valutazione dell'idoneità al servizio
per attrezzature a pressione soggette a fatica
- [9] GdL UNI 11706–marzo 2018 - Attrezzature a pressione – Valutazione dello stato di
conservazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione a seguito del degrado
strutturale e metallurgico da esercizio dei materiali
- 10] GdL UNI11325-3 – novembre2021-Messa in servizio ed utilizzazione delle
attrezzature ed insiemi a pressione – Sorveglianza dei generatori di vapore e/o acqua
surriscaldata

Background delle formule per il calcolo della deformazione di membrature di attrezzature a pressione

N. Palumbo¹, E. Bemporad², G. Gurnari³

¹Inail - Uot di Brescia

²Inail - Dit

³Inail - Uot di Udine

Abstract

La deformazione, a seguito della formatura, delle membrature costituenti le attrezzature a pressione è il parametro in funzione del quale è valutata la necessità o meno di un trattamento termico ai fini del rilassamento/compensazione di eventuali tensioni residue o significative alterazioni della struttura metallografica.

In questa memoria, si analizza il background delle formule per il calcolo della deformazione previste nei codici più utilizzati, nazionali, europei e internazionali per la fabbricazione delle suddette attrezzature.

Il confronto delle formule previste nei suddetti codici evidenzia, in alcuni casi, significative differenze per la valutazione della deformazione.

Keywords: deformazione, formatura, membratura, attrezzatura, formule.

1. Introduzione

Le membrature costituenti le attrezzature a pressione metalliche derivano, nella maggior parte dei casi, da un processo di formatura che deforma plasticamente il materiale di partenza (grezzo), producendo una deformazione permanente.

La formatura può essere eseguita a freddo oppure a caldo, a seconda della temperatura alla quale è realizzata la lavorazione meccanica; detta temperatura è stabilita nei codici per la fabbricazione di attrezzature a pressione.

La formatura è considerata a freddo per gli acciai dei gruppi (CEN ISO/TR 15608) 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 3.1, 4, 5, 6 e 9, quando la temperatura di deformazione è inferiore di 30°C rispetto a quella massima di distensione, esclusi gli acciai termomeccanici per i quali la massima temperatura di deformazione è 580°C; mentre per gli acciai dei gruppi 8.1, 8.2 e 10 la temperatura deve essere inferiore a 300°C.

La formatura è invece considerata a caldo per temperature superiori alle precedenti; solitamente si esegue a temperature attorno a quella di normalizzazione e non è ammessa per gli acciai con trattamento termomeccanico.

La deformazione plastica a freddo provoca l'incrudimento del materiale, ossia l'aumento della resistenza a rottura e della durezza, congiunto a una diminuzione della duttilità e della resilienza, nonché la permanenza di tensioni residue.

Al fine di contenere questi effetti negativi sulle proprietà meccaniche entro limiti accettabili, i codici di fabbricazione stabiliscono valori massimi di deformazione per la formatura a freddo senza la necessità di un successivo trattamento termico e forniscono formule per il calcolo della deformazione in funzione del tipo e delle dimensioni delle membrature.

In questa memoria si analizza il background delle formule previste nelle norme più adottate per la fabbricazione delle attrezzature a pressione e si confrontano le prescrizioni dei codici, evidenziando le differenze.

Nei paragrafi seguenti sono ricomprese le considerazioni degli autori su specifici aspetti delle formule prese in esame¹.

2. Formula della deformazione delle virole cilindriche e coniche calandrate

Con riferimento alla figura 1, tratta da [3], si riporta la derivazione della formula per il calcolo della deformazione dei cilindri, dovuta a Carpenter e Floyd [1] e modificata da Zick [2], come esposta nel rapporto di Bunk [3].

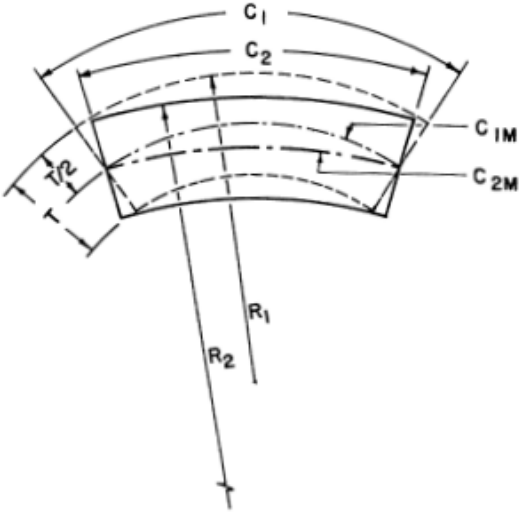
	<p> R_2 = raggio iniziale R_1 = raggio finale C_{2M} = lunghezza iniziale dell'asse neutro C_{1M} = lunghezza finale dell'asse neutro C_2 = lunghezza iniziale della fibra esterna di raggio R_2 C_1 = lunghezza finale della fibra esterna di raggio R_1 T = spessore </p>
Sezione retta del cilindro curvo	Significato dei simboli

Figura 1. Deformazione di un cilindro

Poiché l'asse neutro non subisce deformazione, si assume che:

$$C_{1M} = C_{2M}$$

essendo poi:

$$C_1/C_{1M} = R_1/(R_1 - T/2) \quad \text{e} \quad C_2/C_{2M} = R_2/(R_2 - T/2)$$

si ricava la deformazione S:

¹ la simbologia adottata nei paragrafi seguenti è uguale a quella delle fonti bibliografiche consultate.

$$S = \frac{(C_1 - C_2)}{C_{1M}} = \frac{C_1}{C_{1M}} - \frac{C_2}{C_{2M}} = \frac{R_1}{R_1 - T/2} - \frac{R_2}{R_2 - T/2}$$

che si riduce a:

$$S = \frac{R_1 R_2 - R_1 T/2}{R_1 R_2 - R_2 T/2} - 1 \quad (1)$$

e in percentuale:

$$\%S = 100 \left(\frac{R_1 R_2 - R_1 T/2}{R_1 R_2 - R_2 T/2} - 1 \right)$$

Dall'equazione (1), si ricava:

$$S = \frac{R_1(R_2 - T/2)}{R_2(R_1 - T/2)} - 1$$

che può essere riscritta come:

$$S = \frac{T}{2(R_1 - T/2)} (1 - R_1/R_2) \quad (2)$$

Posto il raggio medio finale pari a $R_F = R_1 - T/2$ e il raggio medio iniziale pari a $R_0 = R_2 - T/2$, si ha:

$$R_F/R_0 \approx R_1/R_2$$

Con questa approssimazione, la (2) diventa:

$$S = \frac{T}{2R_F} (1 - R_F/R_0) \quad (3)$$

e in forma percentuale:

$$\%S = 100 \frac{T}{2R_F} (1 - R_F/R_0) = \frac{50T}{R_F} (1 - R_F/R_0) \quad (4)$$

La (1) è l'equazione di Carpenter e Floyd, e la (4) rappresenta l'equazione di Zick, in forma percentuale, per il calcolo della deformazione dei prodotti cilindrici.

2.1 Considerazioni sulla formula

a) Un modo alternativo per giungere alla (1), è il seguente:

$$\begin{aligned} S &= \frac{C_1 - C_2}{C_2} = \frac{C_1}{C_2} - 1 = \frac{[R_1/(R_1 - T/2)]C_{1M}}{[R_2/(R_2 - T/2)]C_{2M}} - 1 = \frac{R_1/(R_1 - T/2)}{R_2/(R_2 - T/2)} - 1 \\ &= \frac{R_1 R_2 - R_1 T/2}{R_1 R_2 - R_2 T/2} - 1 \end{aligned}$$

in cui la deformazione è calcolata come il rapporto tra la lunghezza finale meno la lunghezza iniziale e la lunghezza iniziale stessa e si tiene conto che $C_{1M} = C_{2M}$.

b) La formula, sebbene ricavata per i cilindri, può essere applicata ai prodotti a singola curvatura, come i coni.

- c) Quando il prodotto iniziale è piano, Zick suggerisce di porre $R_0 = \infty$, a differenza di Carpenter e Floyd che propongono $R_0 = 1000 \text{ in} = 25,4 \text{ m}$; con quest'ultimo valore di R_0 si ottengono deformazioni inferiori.

2.2 Obblighi normativi

L'impiego della formula (4) di Carpenter, Floyd e Zick è obbligatorio per il calcolo della deformazione dei cilindri e dei coni nelle seguenti norme²:

- EN 13445-4: 2021 (*punto 10.2.1 - formula 10.2-1*)
- ISPEL Raccolta M rev.1995 ed.1999 (*punto M.13.B.2.2 - formula 2.2*)
- ASME VIII Div. 1: 2023 (*paragrafo UG-79 e tabella UG-79-1*)
- ASME VIII Div. 2: 2023 (*paragrafo 6.1.2.1 e tabella 6.1*)
- ASME VIII Div. 3: 2023 (*paragrafo KF-602 solo per acciai temprati e rinvenuti*)
- ASME I (*paragrafo PG 19 solo per materiali austenitici*)
- CODAP 2005 Div. 2 (*parte F*).
- PD 5500: 2021 (*punto 4.2.2.3.2 solo per acciai austenitici*)

3. Formula della deformazione dei fondi sferici

Dopo aver modificato la formula per i cilindri di Carpenter e Floyd, Zick ha proposto una relazione per il calcolo della deformazione dei fondi sferici [2] e [3], che di seguito si ricava.

Per le forme sferiche, tenendo conto della contrazione laterale, la deformazione è equivalente a $1 + \mu$, che per $\mu = 0,3$, coefficiente di Poisson elastico per l'acciaio, diventa $1 + \mu = 1,3$.

Pertanto, la formula (3) per i cilindri, moltiplicando per 100 per ottenere la deformazione percentuale, si trasforma in:

$$\%S = 1,3 \times 100 \times \frac{T}{2R_F} (1 - R_F/R_0) = 65 \frac{T}{R_F} (1 - R_F/R_0) \quad (5)$$

La formula (5) rappresenta l'equazione di Zick per la deformazione delle sfere.

Bunk [3], osservando che nello stato plastico il coefficiente di Poisson è 0,5, ha modificato la (5) nella seguente:

$$\%S = 1,5 \times 100 \times \frac{T}{2R_F} (1 - R_F/R_0) = 75 \frac{T}{R_F} (1 - R_F/R_0) \quad (6)$$

² Il codice inglese e quello tedesco stabiliscono l'obbligo del trattamento termico con le seguenti disuguaglianze, ottenute imponendo un valore limite della deformazione:

- PD 5500: 2021 (per gli acciai al carbonio e al carbonio manganese vale la formula $R_i < 10t$ e per tutti gli altri acciai ferritici vale la formula $R_i < 18t$ con R_i raggio di curvatura interno e t spessore del cilindro, punto 4.2.2.3.1)
- AD 2000 Merkblatt: 2009 (HP 7/2 punto 2.1: per i cilindri e i segmenti sferici $s > 0,05D_m$ con D_m diametro medio e s spessore del cilindro)

3.1 Considerazioni sulla formula

a) La formula (6) vale per i prodotti sferici, ma in alcune norme è stata adottata anche per i fondi bombati non sferici (ellittici e torosferici) in un sol pezzo e per i fondi formati da segmenti a doppia curvatura (sferici e toroidali).

3.2 Obblighi normativi

L'impiego della formula (6) è obbligatorio per i prodotti a doppia curvatura (es. fondi) nelle seguenti norme:

- ASME VIII Div. 1: 2023 (*paragrafo UG-79 e tabella UG-79-1*)
- ASME VIII Div. 3: 2023 (*paragrafo KF-602 per gli acciai temprati e rinvenuti*)

L'impiego è altresì obbligatorio per il calcolo della deformazione dei segmenti sferici e toroidali di fondi bombati in più pezzi nelle seguenti norme:

- ASME VIII Div. 2: 2023 (*paragrafo 6.1.2.1 e tabella 6.1*)
- CODAP 2005 Div. 2 (*parte F Fabrication*)

4. Formula della deformazione dei fondi curvi

La formula per il calcolo della deformazione dei fondi curvi in un sol pezzo, basata sul logaritmo del rapporto di imbutitura, è stata proposta da Bouhelier [4] e [5], basandosi sul testo di Hill [6] in cui si afferma che la deformazione equivalente in un punto qualsiasi della parte cilindrica di un disco imbutito è poco differente dal valore assoluto della deformazione circonferenziale.

Pertanto, Bouhelier [4] e [5] assume che la deformazione equivalente massima di un fondo curvo sia poco differente dalla deformazione massima circonferenziale al bordo del fondo stesso e propone le seguenti formule:

$$d = 100 \ln \frac{D_f}{D_e} \quad [\%] \quad \text{per } e \leq 10 \text{ mm} \quad \text{e} \quad d = 100 \ln \left(\frac{D_f}{D_e - 2e} \right) \quad [\%] \quad \text{per } e > 10 \text{ mm} \quad (7)$$

con d deformazione percentuale massima di un fondo curvo o di una calotta sferica; e spessore; D_f diametro del disco iniziale; D_e diametro esterno del fondo.

Le formule (7) sono state verificate sperimentalmente da Marez e Bouhelier [7] per i fondi curvi; evidenziando altresì che per i fondi ottenuti in tutto o in parte per risbordatura la deformazione deve essere misurata.

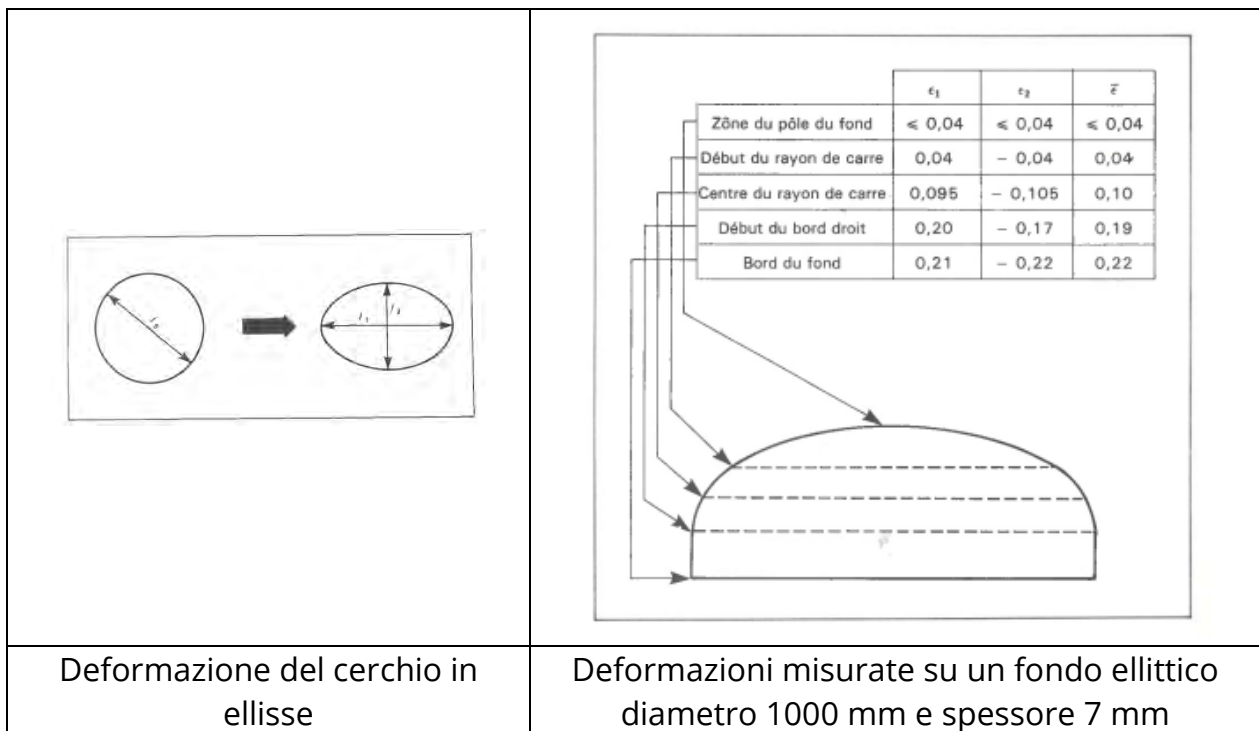


Figura 2. Deformazioni di un cerchio

La figura 2, tratta da [4], rappresenta le deformazioni di un cerchio tracciato su un disco prima dell'imbutitura per formare un fondo ellittico. Si nota che: a) nella zona del polo il cerchio subisce un allungamento uguale nelle due direzioni b) le deformazioni aumentano dal polo verso il bordo del fondo e sono di segno opposto c) i cerchi si trasformano in ellissi.

Premesso quanto sopra, si procede alla derivazione della formula per il calcolo della deformazione dei fondi curvi.

Siano D_b ed e rispettivamente il diametro iniziale o intermedio e lo spessore di un disco metallico e sia D_e il diametro esterno del fondo curvo da esso ottenuto, vedi figura 3 tratta dalla norma EN 13445-4: 2021.

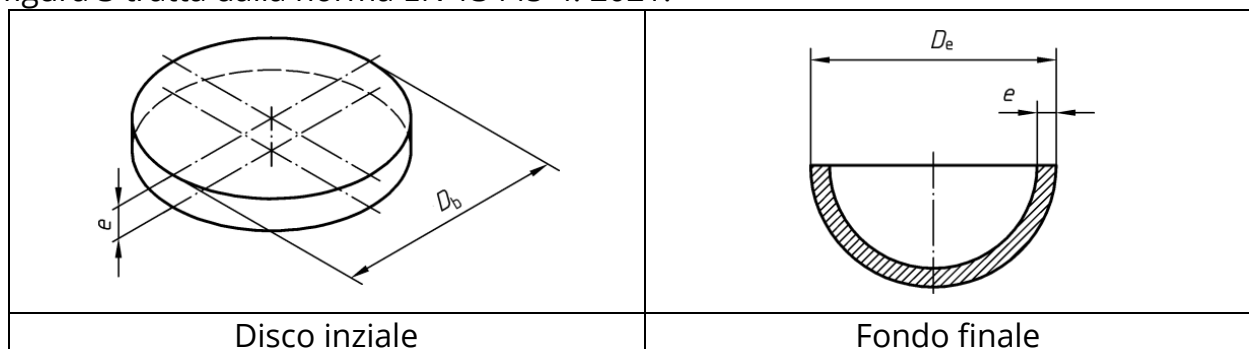


Figura 3. Fondo ottenuto da disco

Si può dimostrare [4] e [5] che la massima deformazione, conseguente alla formatura, si verifica in corrispondenza della circonferenza del bordo del disco iniziale.

La deformazione ingegneristica della circonferenza del bordo F_i è data dalla seguente espressione, con l_f lunghezza finale e l_i lunghezza iniziale:

$$F_i = \frac{l_f - l_i}{l_i} = \frac{\pi(D_e - 2e) - \pi D_b}{\pi D_b} = \frac{(D_e - 2e) - D_b}{D_b} < 0$$

La deformazione è negativa, come era prevedibile, in quanto la circonferenza iniziale subisce una diminuzione di lunghezza.

La deformazione logaritmica della circonferenza del bordo F , che fornisce un valore più accurato per grandi deformazioni, quali sono quelle plastiche, è data dalla seguente relazione:

$$F = \ln \frac{l_f}{l_i} = \ln \frac{\pi(D_e - 2e)}{\pi D_b} = \ln \frac{D_e - 2e}{D_b} < 0 \quad (8)$$

Si ritrova, anche qui, una deformazione negativa, essendo minore di uno l'argomento del logaritmo naturale.

Nelle norme relative alle attrezzature a pressione, i valori che determinano l'obbligatorietà del trattamento termico dopo formatura sono espressi da numeri positivi e in forma percentuale, tramite l'espressione

$$F = 100 \ln \frac{D_b}{D_e - 2e} \quad [\%] \quad (9)$$

che si ottiene dalla (8), invertendo l'argomento del logaritmo, e moltiplicando per 100.

4.1 Considerazioni sulla formula

a) La (9) riguarda la deformazione della circonferenza esterna del disco di partenza che si è contratta nella direzione circonferenziale; in effetti, la deformazione reale è di tipo triassiale, come si vedrà nel paragrafo 6.

b) La Raccolta M rev.1995 ed.1999, in assenza del valore del diametro del prodotto grezzo D_b indica (punto M.13.B.2.1) che lo stesso può essere assunto pari a:

$$D_b = 1,21D_e \text{ per fondi ellittici o torosferici}$$

$$D_b = 1,57D_e \text{ per fondi sferici}$$

$$D_b = 2R \arcsin(0,5D_e/R) \text{ per le calotte sferiche, essendo R il raggio interno della calotta.}$$

Al riguardo, si osserva che:

- $D_b = 1,21D_e$ rappresenta la lunghezza di una semiellisse con asse maggiore pari a D_e e rapporto 2:1 tra gli assi e quindi la formula trascura la lunghezza del colletto; ciò comporta una sottostima del diametro iniziale per spessori elevati, ma i valori che si ottengono sono comunque superiori al 19%, come si evince applicando la formula per un valore dello spessore e trascurabile rispetto D_e , ossia $100 \ln (1,21D_e/D_e) = 19\%$.

- $D_b = 1,57D_e$ rappresenta la lunghezza di una semicirconferenza con diametro pari a D_e ; anche in questo caso, per quanto detto sopra, i valori che si ottengono sono comunque superiori al 45%.
 - $D_b = 2R \arcsin(0,5D_e/R)$ rappresenta la lunghezza di una calotta sferica di raggio R e corda D_e
- c) Utilizzando la formula (9), tutti i fondi sferici, ellittici e torosferici di acciaio non austenitico e formati a freddo devono essere trattati termicamente in quanto la deformazione supera il 5% fissato dalle norme, salvo casi particolari previsti nelle norme stesse (vedi ad es. EN 13445-4: 2021 tabella 10.4-1). Per le calotte sferiche l'obbligo del trattamento termico dipende dalle dimensioni.

4.2 Obblighi Normativi

Per il calcolo della deformazione dei fondi curvi in un sol pezzo e, in generale, per i prodotti circolari in un sol pezzo a doppia curvatura e per tutti i tipi di processi di formatura, l'impiego della formula logaritmica (9) è obbligatorio nelle seguenti norme:

- EN 13445-4: 2021 (punto 10.2.1 - formula 10.2-1)
- ISPEL Raccolta M rev.1995 ed.1999 (punto M.13.B.2.1 - formula 2.1)
- ASME VIII Div. 2: 2023 (paragrafo 6.1.2.1 e tabella 6.1)
- CODAP 2005 Div. 2 (vedi parte F Fabrication per le membrane di nickel e sue leghe, e di titanio e sue leghe, e spessori maggiori di 10 mm; mentre per spessori minori o uguali a 10 dei materiali anzidetti e per i materiali ferrosi nonché l'alluminio e sue leghe, si applica la formula $F = 100 \ln \frac{D_b}{D_e}$).

5. Formula della deformazione dei tubi curvati

Con riferimento alla figura 4, tratta da [8], la massima deformazione del tubo si manifesta all'estradosso della curva e si calcola come segue:

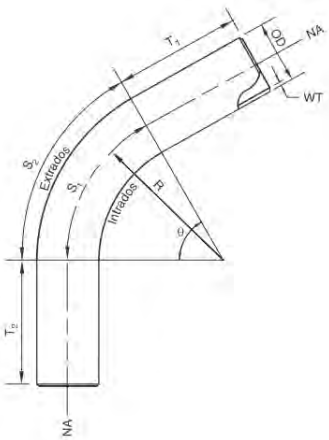
	<p>R = raggio di curvatura θ = angolo di curvatura OD = diametro esterno NA = asse neutro S_1 = lunghezza della curva all'estradosso S_2 = lunghezza della curva all'asse neutro T_1 e T_2 = lunghezze delle tangenti W_T = spessore del tubo</p> <p>Deformazione = $(S_2 - S_1) / S_1 = [(R + OD/2) - R] / R$</p>
Tubo curvato	Significato dei simboli

Figura 4. Deformazione di un tubo curvato

$$\text{Deformazione Estradosso} = \frac{S_2 - S_1}{S_1} = \frac{(R + OD/2)\theta - R\theta}{R\theta} = \frac{OD/2}{R}$$

da cui, indicata con F la deformazione all'estradosso, posto $OD = D_e$ e moltiplicando per 100, si ottiene la formula per la deformazione percentuale dei tubi curvati:

$$F = 100 \frac{D_e}{2R} \quad [\%] \quad (10)$$

5.1 Obblighi normativi

La (10) è obbligatoria nelle seguenti norme:

- EN 13445-4: 2021 (*punto 10.2.4 - formula 10.2-4*)
- ISPEL Raccolta M rev.1995 ed.1999 (*punto M.13.B.2 - formula 2.4*)
- ASME VIII Div. 2: 2023 (*paragrafi 6.1.2.1 e tabella 6.1*), in cui è presente anche la seguente formula che calcola la deformazione nella direzione dello spessore sulla base delle misure degli spessori prima e dopo la formatura:

$$F = 100 \frac{t_A - t_B}{t_A} \quad [\%] \quad (11)$$

dove t_A è il valore medio degli spessori misurati del tubo e t_B è il valore minimo dello spessore misurato del tubo all'estradosso della curva. La deformazione che determina il trattamento termico è la maggiore tra quelle ricavate con le formule (10) e (11).

- ASME B31.1: 2022 (*paragrafo 129.3 punto 129.3.4.1*)
- ASME I: 2023 (*paragrafo PG 19 solo per materiali austenitici*)

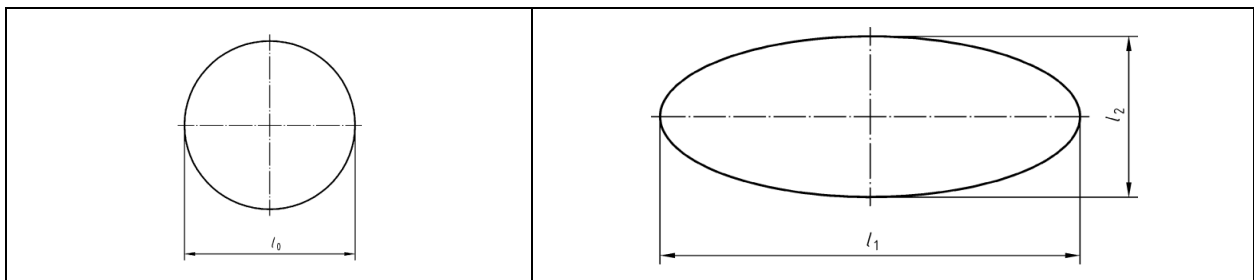
6. Formula della deformazione di altri tipi di prodotti

Per il calcolo della deformazione di prodotti di tipo diverso da quelli visti sopra, le norme EN 13445-4: 2021, Racc. M rev.1995 Ed.1999 e CODAP 2005 Div. 2 hanno introdotto la formula seguente:

$$F = \frac{200}{\sqrt{3}} \sqrt{F_1^2 + F_2^2 + F_1 F_2} \quad [\%] \quad (12)$$

in cui $F_1 = \ln \frac{l_1}{l_0}$, $F_2 = \ln \frac{l_2}{l_0}$, con \ln logaritmo naturale.

l_0 è il diametro di un cerchio tracciato sulla lamiera prima della formatura nell'area in cui si ha la massima deformazione. Dopo la deformazione, il cerchio di diametro l_0 si trasforma in una ellisse con asse maggiore l_1 e asse minore l_2 .



Cerchio di diametro l_0 tracciato sul prodotto iniziale	Asse maggiore l_1 e minore l_2 misurati sul prodotto formato
---	--

Figura 5. Lunghezze per il calcolo della deformazione di altri tipi di prodotti

La figura 5, tratta dalla EN13445-4: 2021, chiarisce il significato delle lunghezze sopra definite.

Nel seguito, si espone la derivazione della formula (12), sulla base delle pubblicazioni di Bouhelier [4] e [5].

Ricordando che la deformazione equivalente secondo Von Mises, nello stato plastico, è data da (vedi appendice):

$$\bar{\varepsilon} = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)^2 + (\varepsilon_2 - \varepsilon_3)^2 + (\varepsilon_3 - \varepsilon_1)^2} \quad (13)$$

nella quale le deformazioni nelle tre direzioni principali, $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$, avendo indicato con h e h_0 rispettivamente lo spessore iniziale e finale della lamiera, sono pari a:

$$\varepsilon_1 = \ln \frac{l_1}{l_0} \quad \varepsilon_2 = \ln \frac{l_2}{l_0} \quad \varepsilon_3 = \ln \frac{h}{h_0}$$

la (13), con l'ipotesi di conservazione del volume $\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 = 0$, valida nella deformazione plastica, diventa:

$$\bar{\varepsilon} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{\varepsilon_1^2 + \varepsilon_2^2 + \varepsilon_1 \varepsilon_2} \quad (14)$$

che, ponendo $\bar{\varepsilon} = F$ ed esprimendo la deformazione in percentuale, coincide con la (12).

6.1 Considerazioni sulla formula

- La formula (14) è stata proposta da Bouhelier nel 1982 all'interno della pubblicazione [4] e meglio ribadita nel 1988 nella pubblicazione [5].
- Essa è valida in generale e quindi applicabile ad ogni tipo di prodotto, in quanto la deformazione è ottenuta attraverso la misurazione di due deformazioni ortogonali tra loro e quindi principali; mentre la terza deformazione è legata alle prime due mediante la conservazione del volume nella deformazione plastica.
- Bouhelier [4] eseguendo prove sperimentali sulla formatura di fondi e misurando le deformazioni reali, ricava che la deformazione massima equivalente corrisponde con ottima approssimazione a quella ottenuta con la formula (14).
- Nella figura 6, tratta da Bouhelier [4], sono riportate le deformazioni dei cerchi tracciati su un disco iniziale prima dell'imbutitura a caldo. Nell'ingrandimento sono chiaramente visibili le ellissi in cui si sono deformati i cerchi, sempre più eccentriche verso il bordo del fondo.

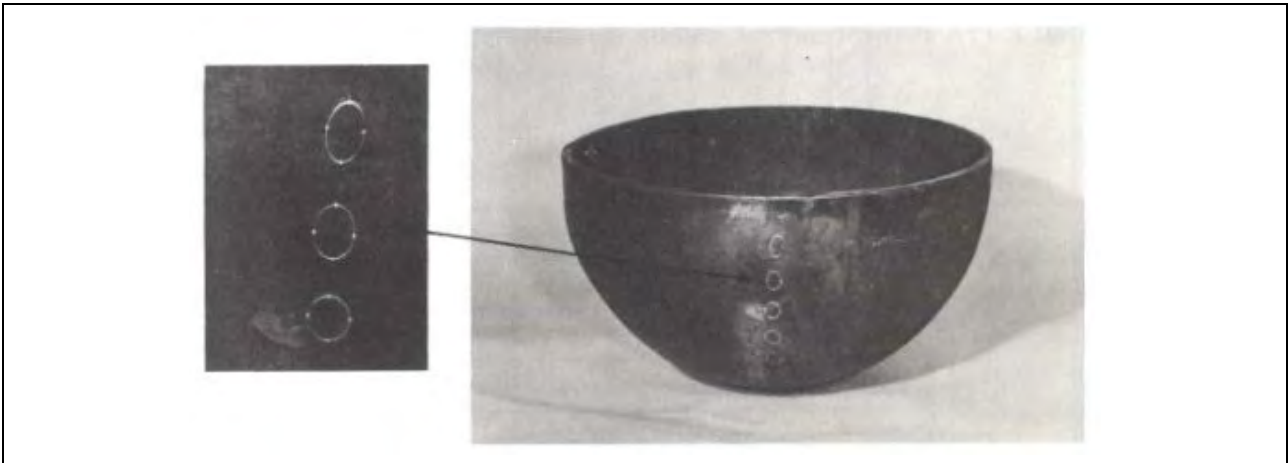


Figura 6. Deformazione dei cerchi tracciati sul disco iniziale prima dell'imbutitura

- e) È evidente che nella formatura di membrane a doppia curvatura, sono presenti sia allungamenti che contrazioni delle fibre; in particolare, lungo i paralleli le fibre si accorciano e lungo i meridiani si allungano, e queste deformazioni aumentano dal polo all'equatore.

6.2 **Obblighi Normativi**

La formula appena derivata è obbligatoria nelle seguenti norme:

- EN 13445-4: 2021 (*punto 10.2.3 - formula 10.2-3*)
- ISPESL Raccolta M rev.1995 ed.1999 (*punto M.13.B.2 - formula 2.3*)
- CODAP 2005 Div. 2 (*vedi parte F Fabrication*)

7. **Formula della deformazione dei segmenti sferici e toroidali**

Per i segmenti sferici e toroidali di fondi sferici e torosferici in più pezzi, vedi figura 7 tratta da EN 13445-4: 2021, si utilizza la formula:

$$F = \frac{100e}{R} [\%] \quad (15)$$

in cui

e è lo spessore del prodotto iniziale

R è il più piccolo raggio medio del segmento (raggio medio del segmento sferico oppure raggio medio del ginocchio del segmento toroidale di un fondo torosferico).

La derivazione della formula che segue, in assenza di specifiche indicazioni desunte dalla letteratura, è una deduzione degli autori che qui si espone.

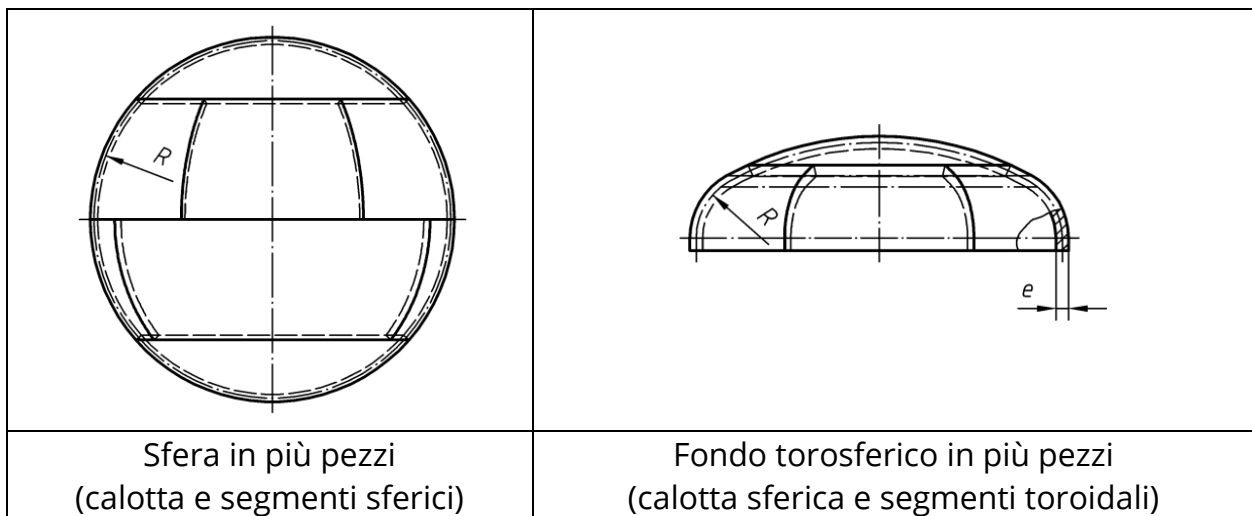


Figura 7. Segmenti sferici e toroidali

Applicando la formula generale (12), valida per tutti i tipi prodotti, con l'ipotesi che le due deformazioni siano uguali e pari alla deformazione cilindrica, ossia $F_1 = F_2 = \frac{50e}{R}$ [%], si ottiene la relazione seguente, che coincide con la (15):

$$F = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{3F_1^2} = 2F_1 = 2 \frac{50e}{R} = \frac{100e}{R} \text{ [%]}$$

7.1 Considerazioni sulla formula

a) Nelle norme prese in considerazione, la (15) è presente solo nella EN 13445-4: 2021 e nella Raccolta M rev.1995 ed.1999 dell'ISPESL. Nel CODAP 2005 Div. 2 e nelle ASME VIII-2: 2023 per il calcolo della deformazione di segmenti sferici e toroidali (membrature a doppia curva non assialsimmetriche) si impiega la formula già vista per i fondi sferici (6), che qui si riporta con la simbologia del CODAP:

$$\%d = \frac{75e}{R_m} \left(1 - \frac{R_m}{R_0}\right) \quad (16)$$

b) La deformazione ottenuta con la formula (15) fornisce valori che superano del 33% quelli che risultano dalla (16).

7.2 Obblighi normativi

La formula appena derivata è obbligatoria nelle seguenti norme:

- EN 13445-4: 2021 (punto 10.2.5 - formula 10.2-5)
- ISPESL Raccolta M rev.1995 ed.1999 (punto M.13.B.2 - formula 2.5)

8. Discussione

Nella tabella 1 sono riassunte le formule prescritte nei codici esaminati per il calcolo della deformazione, con la simbologia della EN 13445-4 e della Racc. M rev. 1995.

Deformazione %	EN 13445-4	Racc. M rev. 95	CODAP 2005	ASME VIII-2	ASME VIII-1	ASME B31-1	ASME VIII-3
Cilindri e Coni Calandratati ⁽¹⁾	$F = \frac{50e}{R_m} \left(1 - \frac{R_m}{R_{m0}}\right)$						
Fondi Curvi in un sol pezzo ⁽²⁾	$F = 100 \ln \frac{D_b(x)}{D_e - 2e}$				$F = \frac{75e}{R_m} \left(1 - \frac{R_m}{R_{m0}}\right)$		
Segmenti Sferici e	$F = \frac{100e}{R}$		$F = \frac{75e}{R_m} \left(1 - \frac{R_m}{R_{m0}}\right)$				
Tubi Curvati ^{(3) (4)}	$F = 100 \frac{D_e}{2R}$						///
Altri Tipi di Prodotti	$F = \frac{200}{\sqrt{3}} \sqrt{F_1^2 + F_2^2 + F_1 F_2}$			////			
Note:							
(1) nelle PD 5500 e ASME I solo per acciai austenitici; nella ASME VIII-3 solo per acciai temprati e rinvenuti;							
(2) nella PD 5500 la formula logaritmica solo per gli acciai austenitici;							
(3) nella ASME I solo per acciai austenitici							

Tabella 1. Formule per il calcolo della deformazione nei codici

Premesso che l'obbligatorietà del trattamento termico dopo formatura a freddo per i prodotti piani di acciaio non austenitico si ha quando la deformazione supera il 5% (es. tabella 10.4.1 della EN 13445-4: 2021), dalla tabella 1 discendono le seguenti considerazioni distinte per tipologia di membratura:

a) Cilindri e Coni calandratati

La formula è la stessa in tutti i codici esaminati; pertanto, non vi sono differenze per l'obbligatorietà del trattamento termico dopo formatura a freddo e lo stesso è necessario quando $50e/R_m > 5$, ossia quando $e/D_m > 0,05 = 1/20$ che è pari al limite previsto dalla norma AD 2000 Merkblatt: 2009 capitolo HP 7/2 (D_m e D_i sono rispettivamente il diametro medio e quello interno del cilindro). Si nota che $e/D_i > 1/20$ rappresenta il criterio che distingue, convenzionalmente, i recipienti a spessore sottile da quelli a spessore grosso [9].

b) Fondi Curvi in un sol pezzo

Le norme europea, italiana, francese e il codice americano ASME VIII-2 prescrivono la formula (9) che dà risultati ampiamente superiori al 5%: per i fondi ellittici e torosferici si hanno valori superiori al 19% e per quelli sferici superiori al 45%, come si è visto al paragrafo 4.1 applicando le formule suggerite dalla Raccolta M rev. 1995. Anche per i fondi torosferici decinormali per i quali è più corretto assumere $D_b = 1,11D_e$ si ottiene comunque una deformazione superiore al 10%. Per le calotte sferiche la deformazione assume valori sia inferiori che superiori al 5%, in dipendenza delle dimensioni della lunghezza dell'arco e della corda. Quindi, ad

eccezione delle calotte sferiche e tranne i casi previsti nelle norme, i fondi sferici e torosferici in un sol pezzo formati a freddo devono subire un trattamento termico atto a ripristinare le caratteristiche meccaniche del materiale prima della formatura. Per i codici americani ASME VIII-1, VIII-3 e 31-1, l'applicazione della formula (6) coincidente con la (16) dà risultati sia inferiori che superiori al 5%, e pertanto il trattamento termico non è sempre obbligatorio. Ad esempio, con le misure tratte da un catalogo commerciale, per un fondo semiellittico con $D_e = 2000 \text{ mm}$, raggio al ginocchio $r = 310 \text{ mm}$ e spessore $e = 20 \text{ mm}$, con l'applicazione della formula in questione si ottiene $F = 75 * \frac{20}{310} = 4,8 \%$, mentre con spessore $e = 22 \text{ mm}$ si ottiene $F = 75 * \frac{22}{310} = 5,3 \%$. Da quanto sopra, discende che la formula logaritmica (9) per il calcolo della deformazione è più cautelativa della formula (6).

La PD 5500: 2021 (*punto 4.2.2.3.1*) obbliga al trattamento dopo formatura a freddo tutti i fondi curvi in acciaio ferritico, a meno che il fabbricante dimostri che le proprietà del materiale non sono significativamente alterate rispetto a quelle assunte in progetto.

La AD 2000 Merkblatt: 2009 (*HP 7/2 punto 2.3*) obbliga al trattamento dopo formatura a freddo tutti i fondi curvi, a meno che il fabbricante dimostri la capacità di resistenza alle sollecitazioni previste e ad eccezione di alcuni casi particolari.

c) Segmenti Sferici e Toroidali

Come evidenziato al paragrafo 7.1, la deformazione ottenuta con la formula (12) prevista dalla EN 13445-4 e dalla Racc. M rev.1995, supera del 33% quella che risulta dalla formula (16) del CODAP Div. 2 e delle ASME VIII-1; VIII-3 e B31.1.

d) Tubi curvati

Tutti i codici presi in esame calcolano la deformazione utilizzando la medesima relazione (10) tranne l'ASME VIII-3 che non prescrive formule specifiche; inoltre, l'ASME VIII-2, prevede una seconda formula il cui risultato deve essere confrontato con quello della (10), scegliendo il maggiore dei due.

Nella norma EN 13445-5 e nella Racc. M rev.1995, la deformazione massima per non effettuare il trattamento termico è data in maniera implicita (tabella 10.4.2 della EN 13445-4: 2021), ossia si prescrive che debba essere $R \geq 2,5 D_e$ con D_e diametro esterno e R raggio di curvatura che equivale a una deformazione del 20%; infatti

$$R \geq 2,5 D_e \quad 2R \geq 5 D_e \quad \frac{D_e}{2R} \leq \frac{1}{5} = 0,20 = 20\%$$

La prescrizione precedente vale per tutti i diametri, mentre per diametri $D_e \leq 142 \text{ mm}$ vale la relazione $R \geq 1,3 D_e$

e) Altri Tipi di Prodotti

Per tali prodotti, solo la norma EN 13445-4, la Raccolta M rev.1995 e il CODAP Div.2 prevedono una formula per calcolare la deformazione equivalente secondo Von Mises, previa misura di due deformazioni principali sulla superficie del pezzo iniziale. La deformazione così determinata è quella più aderente alla realtà, poiché lo stato di tensione e quello di deformazione in una attrezzatura cementata dalla pressione è, in generale, triassiale.

9. Conclusioni

Sono state prese in esame le formule per il calcolo della deformazione, dopo formatura, di membrature metalliche costituenti le attrezzature a pressione.

Dopo aver analizzato il background delle suddette formule contenute nei codici di progettazione e fabbricazione nazionali, europei e internazionali, si è proceduto al confronto dei risultati nel caso dei fondi in un sol pezzo e in quello dei segmenti sferici e toroidali in quanto le norme prevedono relazioni differenti.

Sono risultate più conservative, ai fini dell'obbligatorietà del trattamento termico:

- per i fondi in un sol pezzo, le norme EN 13445-4, Racc. M rev. 95, CODAP 2005 e ASME VIII-2 rispetto ad ASME VIII-1, ASME VIII-3 e ASME 31-1;
- per i segmenti sferici e toroidali, le norme EN 13445-4, Racc. M rev. 95 rispetto a CODAP 2005, ASME VIII-1, ASME VIII-2, ASME VIII-3 e ASME 31-1.

Per i cilindri/coni e i tubi curvati la formula è la stessa per tutte le norme esaminate.

Per altri tipi di prodotti la formula è presente solo nella EN 13445-4 e nella Raccolta M Rev.1995 e nel CODAP 2005.

Appendice

La deformazione equivalente di Von Mises $\bar{\varepsilon}$ è quella deformazione che corrisponde alla tensione equivalente di Von Mises $\bar{\sigma}$, ossia:

$$\bar{\sigma} = E\bar{\varepsilon} \quad (1a)$$

Ricordando che la tensione equivalente di Von Mises è [10] e [11]:

$$\bar{\sigma} = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}{2}} \quad (2a)$$

e che le tensioni principali sono [12], con $m = 1/\nu$ ed $e = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3$:

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \frac{m}{m+1} E \left(\varepsilon_1 + \frac{e}{m-2} \right); \quad \sigma_2 = \frac{m}{m+1} E \left(\varepsilon_2 + \frac{e}{m-2} \right); \quad \sigma_3 \\ &= \frac{m}{m+1} E \left(\varepsilon_3 + \frac{e}{m-2} \right) \end{aligned} \quad (3a)$$

Sostituendo le (3a) nella (2a) si trova:

$$\bar{\sigma} = \frac{m}{m+1} E \sqrt{\frac{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)^2 + (\varepsilon_2 - \varepsilon_3)^2 + (\varepsilon_3 - \varepsilon_1)^2}{2}} \quad (4a)$$

che, tenendo conto della (1a) e che $m = 1/\nu$, consente di scrivere:

$$\bar{\varepsilon} = \frac{1}{1+\nu} \sqrt{\frac{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)^2 + (\varepsilon_2 - \varepsilon_3)^2 + (\varepsilon_3 - \varepsilon_1)^2}{2}} \quad (5a)$$

Quest'ultima, essendo $\nu = 0,5$ nella deformazione plastica, diventa:

$$\bar{\varepsilon} = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)^2 + (\varepsilon_2 - \varepsilon_3)^2 + (\varepsilon_3 - \varepsilon_1)^2} \quad (6a)$$

10. Bibliografia

- [1] Carpenter, O.R. e Floyd, C., "Heat Treatment Of Carbon And Low Alloy Steels", Welding Journal Research Suppl., 1957, Vol. 36 (2), pag. da 67 a 76.
- [2] Zick, L.P., Chicago Bridge & Iron Co., Comunicazione Privata.
- [3] Bunk, A.P., "Sez. 3 – Fabbication and Environmental Considerations", Welding Research Bulletin, 1971, Vol. 158, pag. da 4 a 14 e 36.
- [4] Bouhelier, C., "Le Formage des Toles Fortes", CETIM, Bayeux., 1982, pag. da 22 a 31.
- [5] Bouhelier, C., "Chaudronnerie Lourde", Techniques de l'Ingenieur, 1988, pag. da 17 a 18.
- [6] Hill, R., "The Mathematical Theory of Plasticity", Oxford University Press, New York., 1967, pag. da 282 a 287.
- [7] Marez Y. e Bouhelier, C., "Determination des Deformation Engendrees par les Operation de Formage des Toles Epaissees", CETIM, 1981, n. 72.
- [8] Woods, G.E., e Baguley, R.B., "Practical Guide to ASME B31.1 – Process Piping", CASTI Publishing, Vol. 3, 1997, Alberta, pag. da 138 a 141.
- [9] Vullo, V., "Circular Cylinders and Pressure Vessels", Springer, Vol. 3, 2014, Roma, pag. da 1 a 3.
- [10] Moss, D.R. e Basic, M., "Pressure Vessel Design Manual", Elsevier, 2013, Great Britain, pag. da 3 a 7.
- [11] Iurzolla, E., "Il Calcolo dei Recipienti a Pressione", Libreria Cortina, 1981, Padova, pag. da 1 a 3.
- [12] Belluzzi, O., "Scienza delle Costruzioni", Vol. 3, Zanichelli, 1980, Bologna, pag. da 4 a 5.

Analisi descrittiva e verifica sperimentale delle catene di sicurezza (safety loops) a protezione di un generatore di vapore del termovalorizzatore di Acerra

P. Addonizio¹, E. Opromolla¹, N. Pedicini¹, L. Tassan Pagnochit², A. Baccichet², A. Cocchiario³

¹ Inail - Uot di Napoli

² A2A Ambiente S.p.A.

³ consulente A2A Ambiente S.p.A.

Abstract

Il Termovalorizzatore di Acerra è un impianto di recupero energetico dai rifiuti, progettato per produrre energia elettrica. È costituito da tre caldaie a tubi d'acqua per la produzione di vapore collegate ad un unico turbo-generatore.

L'impianto è controllato, oltre che da sistemi convenzionali di tipo meccanico, da un sistema DCS (Distributed Control System). Tale sistema rileva le condizioni di funzionamento delle singole sezioni dell'impianto regolando specifici parametri operativi per garantire il corretto funzionamento delle attrezzature.

Le protezioni da sovrappressione dei generatori di vapore sono realizzate con valvole ad azionamento diretto (PSV) e da catene di protezione software (safety loops) operanti nell'ambito del sistema DCS.

Nello specifico ogni catena di protezione software è un insieme costituito da: dispositivi di rilevazione di parametri operativi, trasmettitori di segnale, attuatori e PLC gestiti da specifico software.

Le logiche sono implementate con elevato grado di ridondanza al fine di garantirne l'affidabilità.

Alla stregua delle protezioni meccaniche anche i safety loops sono elencati tra le protezioni di caldaia denunciate dal fabbricante in fase di messa in servizio. Tali catene di protezione sono quindi soggette a verifiche periodiche di funzionamento.

Il presente lavoro intende descrivere le logiche di funzionamento di tali protezioni software e le relative procedure di verifica.

Keywords: energia elettrica, verifica, sovrappressione.

1. Configurazione del generatore

La caldaia a vapore è costituita da quattro passaggi fumi verticali. I fumi lasciano la camera di combustione primaria e cedono parte del loro calore in due passaggi radianti. Nel secondo passaggio fumi, addizionali pannelli scambianti servono quali surriscaldatori finali del vapore con temperature fino a 480 °C in esercizio e 507 °C

di progetto. La temperatura dei fumi scende fino a circa 700 °C prima dell'ingresso nel terzo passaggio nel quale sono posizionate le superfici di scambio per convezione (banchi surriscaldatori addizionali SH1). Nel quarto passaggio fumi sono posizionati i banchi economizzatori.

La temperatura dei fumi in uscita dalla caldaia è compresa tra 170 ÷ 190 °C in relazione al carico termico ed al grado di sporcamento (*fouling*) delle superfici di scambio.

Le pareti laterali dei primi tre passaggi sono costituite da tubi membranati evaporatori. Nel quarto passaggio le pareti sono costituite da piastre in acciaio.

La caldaia è sostenuta dall'alto da una struttura in acciaio che permette la dilatazione termica in verticale.

L'acqua di alimento è preriscaldata nell'economizzatore, fatta evaporare nelle pareti membranate e surriscaldata nel surriscaldatore, come nel seguito descritto.

L'acqua di alimento è immessa in caldaia attraverso l'economizzatore situato nel quarto passaggio in controcorrente rispetto ai fumi. Una parte della portata d'acqua di alimento, variabile a seconda delle esigenze di processo, viene deviata attraverso uno scambiatore di calore a serpentina inserito all'interno del corpo cilindrico, dove viene preriscaldata, per poi ritornare nel flusso principale dell'acqua di alimento a monte dell'economizzatore. Questa configurazione del circuito dell'acqua di alimento serve a controllare la temperatura dei fumi all'uscita della caldaia, mantenendola entro un prefissato intervallo al variare delle condizioni di carico e del grado di sporcamento delle superfici di scambio.

L'acqua preriscaldata fluisce, tramite tubazioni collegate al collettore di uscita dell'economizzatore, al corpo cilindrico, dal quale, attraverso i tubi di caduta esterni ("downcomers") e successive tubazioni di collegamento, viene distribuita nei tubi vaporizzanti delle pareti membranate.

In tali tubazioni si forma una miscela liquido/vapore che ritorna al corpo cilindrico per circolazione naturale (ossia per la differenza di densità tra il fluido circolante nei tubi di caduta esterni e quello all'interno dei tubi di risalita riscaldati). Nel corpo cilindrico avviene la separazione acqua-vapore.

Il vapore saturo fluisce dal corpo cilindrico al surriscaldatore 1, costituito da 5 sezioni di tubi di scambio convettivi disposti all'ingresso (SH 1.0) del terzo passaggio fumi, nel secondo passaggio fumi (SH1.05) ed all'interno del terzo passaggio fumi (SH1.1, SH1.2, SH1.3).

Dal surriscaldatore 1.3 il vapore passa al 3 (SH3), con attemperamenti intermedi.

Gli attemperatori consentono di mantenere costante la temperatura del vapore anche in caso di cambiamenti nel carico termico o cambiamenti nello scambio termico dovuti al *fouling* delle superfici di scambio.

I surriscaldatori 1.05 e 3 sono costituiti da file di tubi ("pannelli") verticali, sospesi all'interno del secondo passaggio fumi, protetti esternamente da rivestimento refrattario ed Inconel 625.

La caldaia e la linea vapore ad alta pressione sono protette da due valvole di sicurezza, situate sulla sommità del corpo cilindrico e sull'uscita del surriscaldatore. Durante l'avviamento della caldaia il valore permesso di variazione della pressione è controllato da valvola di start-up di controllo e il vapore prodotto viene scaricato in atmosfera attraverso un silenziatore di avviamento.

Durante condizioni normali di esercizio, il vapore di alta pressione è inviato alla turbina e la valvola di controllo dell'ammissione vapore in turbina regola la pressione di esercizio.

2. Il sistema DCS

Le caldaie di un generatore di vapore sono dispositivi complessi con una varietà di sistemi di sicurezza integrati nel sistema di controllo DCS. Tali sistemi automatici di controllo sono progettati per prevenire danni alle persone e alle strutture. Le logiche di controllo monitorano costantemente le condizioni operative del sistema per garantire un funzionamento sicuro. In un generatore di vapore come il Termovalorizzatore di Acerra le condizioni operative dei parametri quali pressione, temperatura, livello dell'acqua, velocità di flusso del vapore, condizioni chimiche dell'acqua, portata aria primaria e secondaria, pressione in camera di combustione e relativa temperatura, ed altri parametri, sono monitorate in continuo dal sistema DCS. Se i sensori rilevano deviazioni dei parametri operativi rispetto a quelli impostati, il DCS interviene con sistemi di controllo in retroazione, attuando interventi correttivi per mantenere il sistema in condizioni di sicurezza.

I componenti che costituiscono il DCS hanno un alto grado di affidabilità allo scopo di assicurare, anche in caso di guasto interno, la sicurezza delle macchine principali dell'impianto e del personale d'esercizio.

La logica di protezione viene eseguita tramite processori in configurazione ridondante.

Durante lo sviluppo dell'ingegneria di base e di dettaglio del sistema di controllo, sono state valutate le precauzioni necessarie per limitare le conseguenze dei guasti singoli sui componenti del sistema, ed evitare che avvenga un altro guasto prima che il precedente sia stato rilevato e riparato.

Adeguate ridondanze vengono adottate sui circuiti e componenti particolarmente critici.

La sicurezza dell'impianto e degli equipaggiamenti viene assicurata dalle seguenti scelte funzionali:

- Tutti i dispositivi di protezione sono operativi, indipendentemente dal modo di funzionamento (automatico o manuale).
- Le protezioni sono, per quanto possibile, funzionalmente e fisicamente segregate allo scopo di minimizzare il rischio di propagazione del guasto.
- Tutte le protezioni di rilevante importanza, sono basate sulla logica due su tre o uno su due.

- In generale, i segnali dal campo sono acquisiti usando strumenti dedicati a scopi di protezione e specificamente certificati (trasmettitori analogici o elementi primari d'allarme come livellostati, flussostati, termostati ecc., se accettati).
- I segnali di blocco che devono essere scambiati tra sistemi di protezione diversi (es. forno e caldaia) sono realizzati per via cablata.
- I segnali di protezione digitali sono generati dall'apertura di contatti di relè normalmente eccitati relativi alle schede di uscite digitali.
- Nella Sala Controllo sono previsti pulsanti d'emergenza per funzioni di blocco delle parti d'impianto più critiche (Caldaie, turbina a vapore, alternatore ecc.).

Relativamente alle linee forno e caldaia, il DCS effettua interventi di arresto di pre-emergenza, senza giungere al blocco totale dell'impianto, sulla base di valori di primo intervento dei segnali di controllo e supervisione provenienti dal campo.

3. Safety loops

In aggiunta alle logiche di controllo, che mantengono i parametri operativi all'interno di intervalli prestabiliti dall'operatore, il sistema DCS implementa ulteriori logiche di controllo, dette "safety loops" che bloccano il processo di combustione o singoli sistemi, se i parametri operativi sopra menzionati superano dei limiti prefissati.

Tale sistema di sicurezza è indipendente da quello di regolazione ed è costituito da un sistema certificato di protezione indipendente (PLC-failsafe).

Questo sistema interviene a valori di secondo intervento delle variabili di processo ritenute essenziali per la salvaguardia dell'impianto e del personale d'esercizio.

Il sistema di protezione impiega elementi primari d'allarme (pressostati, livellostati, ecc.) separati da quelli utilizzati per compiti di regolazione ed ha il compito di:

- Proteggere le linee forno-caldaia-depurazione fumi.
- Controllare eventuali valvole generali di blocco combustibile.

Questo PLC "failsafe" è interfacciato con il Sistema di Controllo Distribuito (DCS) nel modo seguente:

- Tramite linea seriale bidirezionale ridondante, per assicurare le funzioni di supervisione.
- Tramite via cablata per segnali di particolare importanza (es. comandi di blocco e relative risposte ecc.).
- Tramite via cablata verso il campo.

E' inoltre collegato, sempre per via cablata, con i PLC dedicati al controllo dei singoli bruciatori per lo scambio dei segnali relativi alla sicurezza generale (es. comandi di blocco e relative risposte).

I safety loops intervengono alla stregua di un dispositivo di sicurezza quando le logiche di controllo del DCS non hanno potuto mantenere i parametri monitorati all'interno degli intervalli massimi ammessi a seguito di un malfunzionamento o manovre manuali degli operatori.

I "safety loops" sono delle protezioni di caldaia realizzate per via Software ed in quanto tali sono denunciati quali protezioni del generatore ai sensi del DM 329/04. Per garantire il funzionamento ottimale dei safety loops, è fondamentale eseguire regolarmente la manutenzione ed i test di funzionamento come previsto dal DM 329/04 e dal D.Lgs. 81/2008.

I sensori, le valvole, le pompe e altri componenti chiave devono essere ispezionati e testati per assicurare che rispondano correttamente quando necessario. La frequenza di queste operazioni di manutenzione e test dipende da vari fattori, tra cui il tipo di generatore di vapore, il suo utilizzo, le specifiche operative le norme tecniche e le leggi.

Secondo il D.Lgs. 81/2008, l'obbligo di garantire la sicurezza dei lavoratori ricade sul datore di lavoro. Questo comprende la messa a punto e la manutenzione dei dispositivi di sicurezza necessari per prevenire incidenti sul lavoro. In un contesto industriale che utilizza un generatore di vapore, i safety loops svolgono un ruolo fondamentale in questo aspetto.

La verifica degli accessori di sicurezza del generatore di Acerra è prevista con periodicità biennale.

Ogni generatore del Termovalorizzatore di Acerra è dotato di 11 protezioni software (safety loops). Nel seguito vengono presentate le sequenze di intervento, le reazioni del sistema ed i metodi di verifica per le principali protezioni.

4. Protezione 1.1 - Basso livello acqua corpo cilindrico

La protezione interviene quando il livello acqua corpo cilindrico risulta $\leq -120\text{mm}$.

Il livello acqua del corpo cilindrico viene considerato $\leq -120\text{mm}$ quando 2/3 dei TAG dei livellostati sottoelencati non sono attivi

A1HDA10CL101

A1HDA10CL102

A1HDA10CL103

L'attivazione di tale protezione determina lo spegnimento e inibizione alla partenza di:

- ventilatori aria primaria
- ventilatori aria secondaria regolata
- ventilatori aria secondaria non regolata
- bruciatore a gasolio dx
- bruciatore a gasolio sx
- bruciatori DeNOx

La verifica della protezione viene eseguita abbassando manualmente il livello del corpo cilindrico e verificando l'intervento della protezione al raggiungimento di -120mm.

Nella figura successiva è rappresentato lo stato del livello acqua prima dell'inizio prova e la condizione di regolare esercizio dei ventilatori e bruciatori ausiliari.



Figura 1. Livello Corpo cilindrico prima dell'intervento della protezione

Si procede all'abbassamento manuale del livello acqua causando l'intervento della protezione.

Nella figura successiva si vede il livello medio rilevato a -171mm e l'intervento di 2/3 dei livellostatici corpo cilindrico (led rosso a destra del corpo cilindrico LSL CC 2/3 BMS)



Figura 2. Intervento della protezione

Il safety loop ha prodotto, come previsto, il blocco dei ventilatori aria primaria, dei ventilatori aria secondaria regolata, dei ventilatori aria secondaria non regolata, dei bruciatori di gasolio destro e sinistro, e del bruciatore DENOX. Il ventilatore di estrazione fumi (ID fan) viene lasciato in esercizio per evacuare i fumi della combustione che rallenta in quanto non è alimentata dall'aria comburente ma non si interrompe completamente.

La ripartenza della caldaia può avvenire solo dopo aver identificato ed eliminato la causa dell'intervento per poi procedere al reset manuale, da parte di un operatore, dei bruciatori di gasolio e degli altri sistemi ausiliari.

5. Protezione 1.3.1 – Rischio esplosione del generatore in accensione

L'accensione a freddo del generatore avviene con l'ausilio di bruciatori di gasolio che nebulizzano ed innescano il combustibile all'interno della camera di combustione. All'interno della camera di combustione potrebbero essere tuttavia presenti gas combustibili dovuti precedenti processi di combustione del rifiuto oppure dovuti a precedenti accensioni fallite.

Per evitare il rischio dovuto all'accensione di gas combustibili in quantità eccessiva è necessario realizzare la preventilazione del generatore prima dell'accensione.

La preventilazione (purging) elimina eventuali gas combustibili presenti in caldaia e consente l'accensione dei bruciatori con l'esatta quantità di gasolio prevista da progetto.

La sequenza automatica di avviamento eseguita dal DCS aumenta la portata d'aria ed effettua i successivi passaggi.

Il safety loop verifica che il purging venga eseguito con una portata d'aria, primaria e secondaria, sufficiente a realizzare il ricambio completo di 3 volte il volume d'aria della caldaia e della linea fumi nel tempo limite di 20 minuti.

Se tale portata d'aria non raggiunge entro 600 secondi la portata minima richiesta, fissata in 84000 Nm³/h, il processo si interrompe e, eliminate le cause del malfunzionamento, bisogna far ripartire dall'inizio la sequenza automatica di accensione del generatore.

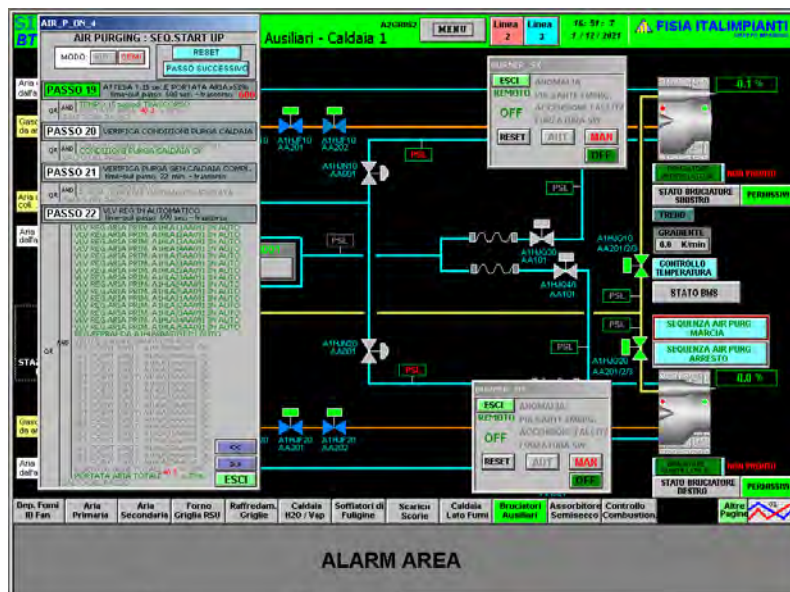


Figura 3. Portata d'aria purging non sufficiente

Nella figura precedente, allo scadere del time-out di 600 sec, la portata d'aria non ha raggiunto il valore prescritto ed il processo di avviamento è stato interrotto e bloccato dalla protezione software che inibisce l'accensione dei bruciatori. Si noti il "non pronto" in corrispondenza dei bruciatori destro e sinistro. Tali bruciatori devono essere resettati manualmente da operatore in campo.

6. Protezione 1.3.2 – Rischio esplosione del generatore in accensione

Tale protezione è correlata alla precedente e verifica che sia stata eseguita la preventilazione completa del generatore.

Allo scadere del tempo previsto di 20 min, se la ventilazione è stata completata il sistema abilita l'accensione dei bruciatori come da figura successiva.

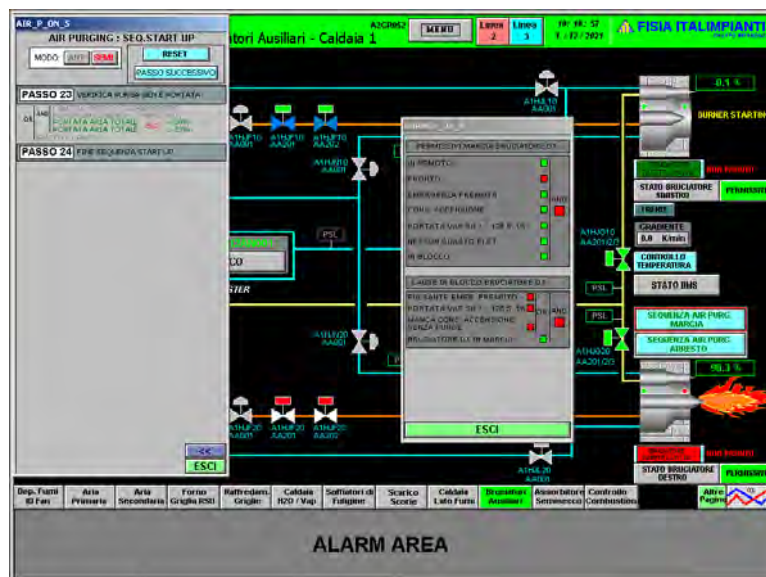


Figura 4. Abilitazione ed accensione bruciatori

7. Protezione 2.2.1 – Doppio fallimento accensione bruciatori

Durante la fase di accensione del generatore è consentito solamente un doppio fallimento di accensione dei bruciatori senza ripetere la fase di purging del boiler. Eventuali ulteriori accensioni fallite lascerebbero all'interno del generatore una eccessiva quantità di combustibile.

Tale protezione inibisce l'accensione dopo il fallimento di due accensioni dei bruciatori.

Per provare nuovamente l'accensione del bruciatore è necessario far ripartire la sequenza di avviamento e completare la sequenza di purging.

Tale protezione è attiva per temperature in camera di combustione inferiori a 550 °C. Il progettista ha ritenuto che per temperature superiori non vi possano essere miscele incombuste perché esse verrebbero innescate dalla temperatura.

Per verificare tale "safety loops" viene chiusa manualmente la valvola di alimentazione gasolio e viene avviata la sequenza di start del generatore.

Il doppio fallimento dell'accensione determina il "non pronto" dei bruciatori.

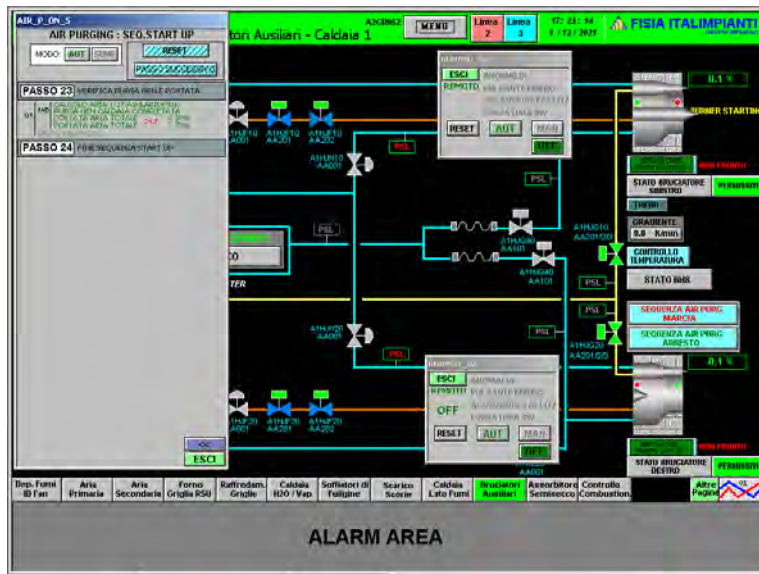


Figura 5. Prova accensione bruciatore sinistro

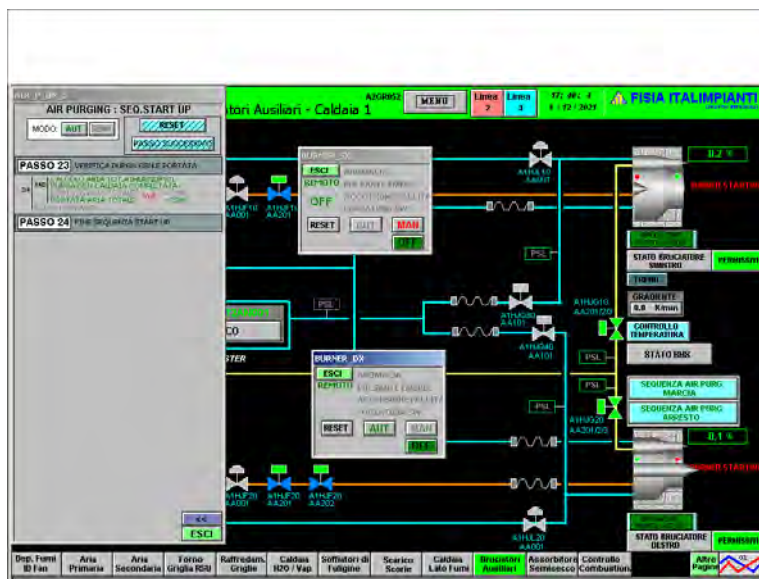


Figura 6. Prova accensione bruciatore destro

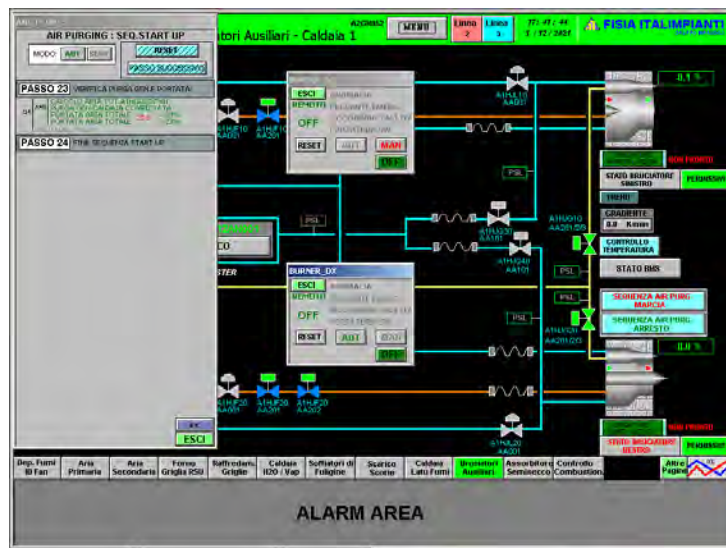


Figura 7. Fallimento e “non pronto” bruciatori

8. Protezione 2.3.2- Bassa pressione in camera di combustione

La protezione interviene quando la pressione in camera di combustione è $< -10\text{mbar}$.

La pressione viene considerata $< -10\text{mbar}$ se 2/3 dei pressostati sottoelencati segnalano tale condizione

A2HBK10CP102

A2HBK10CP104

A2HBK10CP106

L'attivazione della condizione determina lo spegnimento e l'inibizione alla partenza di:

- ventilatori aria primaria
- ventilatori aria secondaria regolata
- ventilatori aria secondaria non regolata
- ventilatore ID-FAN
- bruciatore a gasolio dx
- bruciatore a gasolio sx
- bruciatori DeNOx

La prova viene eseguita simulando con una specifica apparecchiatura una pressione inferiore a -10mbar su due dei tre pressostati.

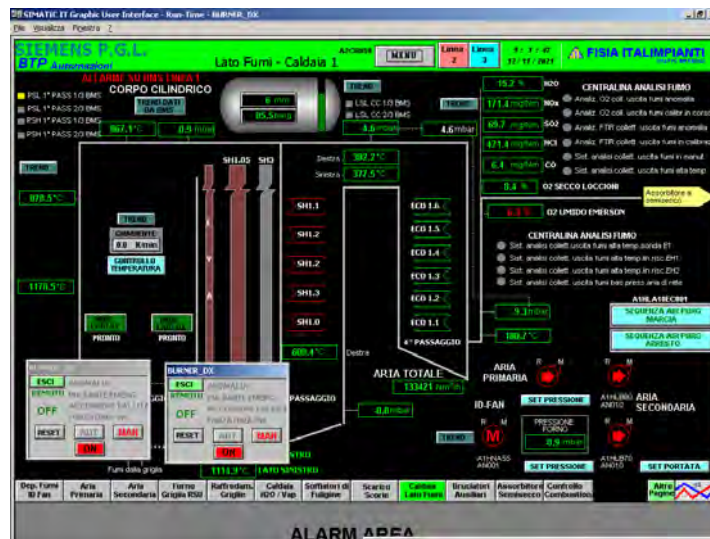


Figura 8. Attivazione di un solo pressostato di minima

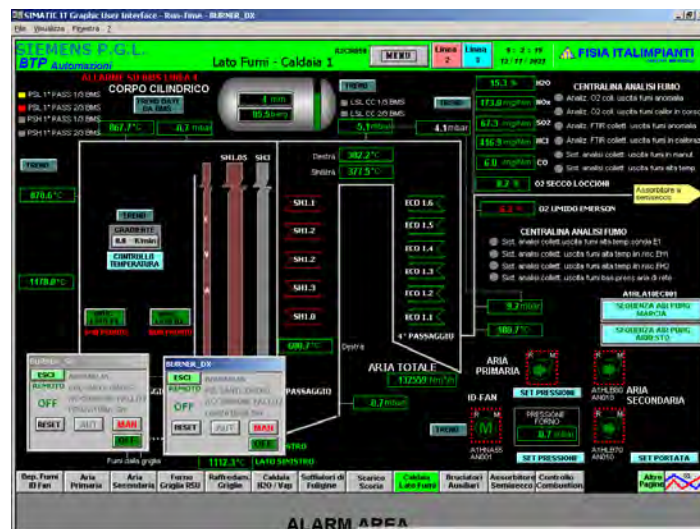


Figura 9. Attivazione di un secondo pressostato di minima

A seguito dell'attivazione del segnale di bassa pressione di due sensori su tre si ottiene il blocco dei ventilatori aria primaria e secondaria, ID fan, DENOX e bruciatori come previsto dalla procedura.

9. Protezione 2.3.3- Alta pressione in camera di combustione

La protezione interviene quando la pressione in camera di combustione è superiore a 10mbar. Tale condizione viene realizzata con l'intervento di due pressostati dei tre di seguito indicati per un tempo superiore a 5 sec.:

A2HBK10CP101

A2HBK10CP103

A2HBK10CP105

L'attivazione della protezione determina lo spegnimento ed inibizione alla partenza di:

- ventilatori aria primaria
- ventilatori aria secondaria regolata
- ventilatori aria secondaria non regolata
- bruciatore a gasolio dx
- bruciatore a gasolio sx
- bruciatori DeNOx

La condizione di alta pressione viene indotta sui pressostati con un calibratore.

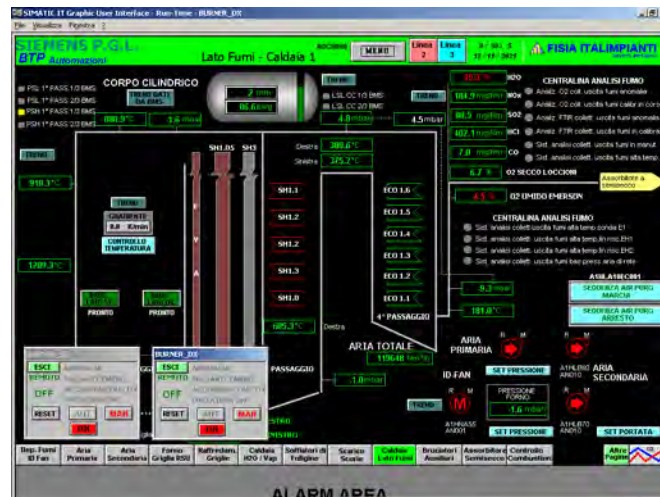


Figura 10. Attivazione di un primo pressostato di massima

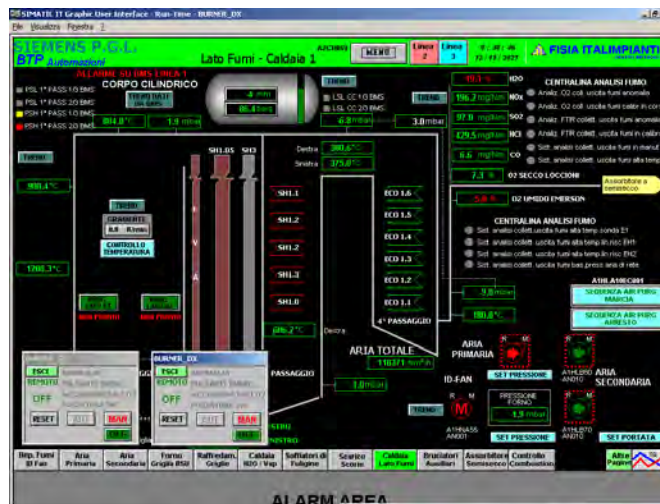


Figura 11. Attivazione di un secondo pressostato di massima

L'attivazione del secondo pressostato di massima determina il blocco dei ventilatori aria primaria e secondaria, DENOX e bruciatori come previsto dalla procedura.

10. Conclusioni

Le catene di protezione software vengono denunciate all'atto della messa in servizio del generatore ed assumono il ruolo di accessori di sicurezza nei termini previsti dal DM 329/04 e D.Lgs. 81/2008.

Tali protezioni sono quindi soggette alle verifiche periodiche di funzionamento previste per legge con cadenza biennale.

Data la complessità delle verifiche da eseguire è importante che la procedura da seguire sia formalizzata per permettere una precisa esecuzione delle sequenze operative e verifica dei risultati attesi.

La relazione ha voluto presentare, in maniera sintetica, le principali procedure di verifica utilizzate presso un generatore del termovalorizzatore di Acerra.

11. Bibliografia

[1] Zaniboni L., Moretti D., Cocchiario A. - Elenco degli accessori di sicurezza doc n. ACER-CER-01-D-MMA-M-EL-008, 2014, Documento interno A2A Ambiente S.p.a.

[2] Tassan P.L. Liccardo C, Cocchiario A - Check list di controllo per verifica delle catene di sicurezza di caldaia 1, A1HAY02, 2021, Documento interno A2A Ambiente S.p.a.

[3] Zaniboni L., Moretti D., Cocchiario A. - Relazione tecnica opere elettromeccaniche, doc n. ACER-CER-01-D-MMA-M-RT-001, 2014, Documento interno A2A Ambiente S.p.a.

[3] Zaniboni L., Moretti D., Cocchiario A. - Relazione tecnica sulle catene di protezione realizzate via software, doc n. ACER-CER-01-D-MMA-M-RT-002, 2014, Documento interno A2A Ambiente S.p.a.

[4] Norma CEI EN IEC 62061:2022 Sicurezza del macchinario - Sicurezza funzionale dei sistemi di comando e controllo relativi alla sicurezza.

[5] Norma UNI EN ISO 13849-1:2016 Sicurezza del macchinario - Parti dei sistemi di comando legate alla sicurezza - Parte 1: Principi generali per la progettazione

[6] Norma UNI EN 12952-2011

Innovazione tecnologica negli impianti di riscaldamento ad Acqua Calda: Telegestione degli impianti con sistemi di espansione a vaso prepressurizzato e Sistemi di sicurezza integrativi telegestiti

L. Carta, M. Maurino

Inail – Uot Cagliari

Abstract

La crescente diffusione dei sistemi di espansione a vaso prepressurizzato senza diaframma e il contestuale maggior interesse di un certo tipo di utenza specializzata verso una gestione sempre più automatizzata e remotizzata degli stessi, induce a ritenere che gli impianti termici del futuro e quelli già in corso di installazione siano orientati verso un sempre più ampio sviluppo dei sistemi di telegestione anche in combinazione con i sistemi di espansione citati.

In questa memoria si presenta lo studio di un progetto di aggiornamento di un impianto di riscaldamento caratterizzato da entrambi i sistemi tecnologici e sue possibili evoluzioni.

L'impianto di riferimento principale di tale studio è installato presso il Complesso universitario-ospedaliero di Monserrato (CA) ed è previsto un suo aggiornamento per la parte relativa alla telegestione. Lo sviluppo del lavoro di seguito illustrato è stato condotto con la collaborazione delle ditte Ely Sistemi Srl e Zetaesse Impianti Srl, che hanno provveduto all'installazione attuale dell'impianto di riferimento principale e degli altri impianti, già installati e in corso di installazione e/o di aggiornamento, di seguito citati.

Keywords: telegestione, prepressurizzati, risparmio energetico, sicurezza.

1. Introduzione

L'obiettivo generale del progetto è quello di assicurare l'assiduità di funzionamento e di mantenimento dell'impianto, garantendo la continuità e l'efficienza dello specifico servizio di manutenzione e allarme, consentendo, anzi determinando, un maggior risparmio energetico, salvaguardando le condizioni microclimatiche degli ambienti ad utenza "fragile", riducendo o addirittura eliminando le situazioni di pericolo e di guasto e ripristinando automaticamente le condizioni ottimali di servizio non appena un "disturbo" compare nel sistema.

La maggior parte delle utenze prese in considerazione in questo studio sono, come accennato, di tipologia "fragile"; quindi, in particolar modo, si considerano utenze ospedaliere, con relative sale di degenza, e stabulari per ricerca scientifica, di

competenza di Istituti Scientifici, di industrie di settore e di Università. Gli stabulari possono essere, a loro volta, molto eterogenei, sia per quanto riguarda le "cavie" oggetto delle ricerche, sia per quanto riguarda il tipo di ricerca in corso, sia per quanto riguarda le condizioni microclimatiche necessarie.

Da quanto sopra emerge che, solitamente, impianti che soddisfano le esigenze di tal tipo di utenze possono richiedere volumi d'acqua considerevoli e condizioni climatiche differenti, a seconda dell'ambiente specifico, nello stesso impianto.

Per tale motivo, con la scelta dei due sistemi tecnologici citati (sistema di espansione prepressurizzato a pressione costante senza diaframma e sistema di controllo telegestito), i relativi vantaggi vengono ulteriormente amplificati e percepiti.

Vediamoli di seguito in maniera sintetica.

2. Caratteristiche dei sistemi di espansione a vaso prepressurizzato a pressione costante e livello variabile

Il vaso di espansione prepressurizzato a pressione costante (PC) e livello variabile (LV) è un recipiente metallico, con la funzione di assorbire le espansioni di volume d'acqua dovute agli aumenti di temperatura, corredato di misuratori di livello, di almeno un pressostato e di una sorgente di pressione, solitamente esterna (compressore). Nel corso degli anni ha subito una notevole evoluzione costruttiva che ha consentito un ulteriore risparmio degli spazi di installazione prima necessari.

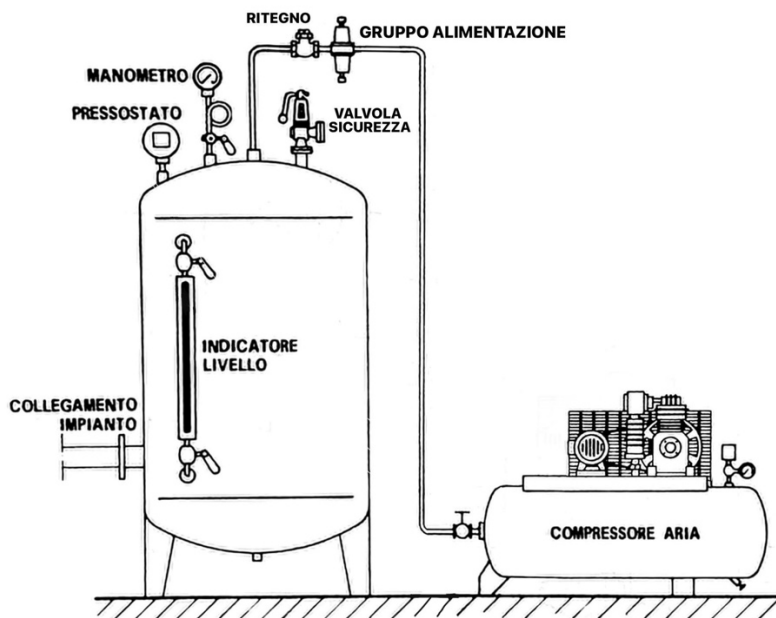


Figura 1. Schema funzionale vaso prepressurizzato a PC e LV con un modello di compressore tradizionale.

[1]



Figura 2. Vaso moderno Prepressurizzato a PC e LV.

Nella Figura 1 è evidente il maggiore ingombro, rappresentato dal compressore "tradizionale", rispetto alle installazioni odierne più moderne (Figura 2). La Figura 2 mostra uno dei vasi prepressurizzati installati nel Complesso universitario-ospedaliero di Cagliari.

Il vaso di espansione prepressurizzato a pressione costante offre diversi vantaggi nel contesto di un impianto di riscaldamento. Ecco alcuni vantaggi teorici:

2.1. Stabilità del sistema: *Il vaso di espansione prepressurizzato a pressione costante contribuisce a mantenere una pressione costante all'interno dell'impianto di riscaldamento. Ciò significa che l'espansione termica dell'acqua calda durante il funzionamento viene gestita in modo efficiente senza variazioni significative di pressione. Questo garantisce un funzionamento stabile e affidabile dell'intero sistema di riscaldamento.*

2.2. Protezione dalla sovrappressione: *L'espansione termica dell'acqua calda può portare ad un aumento della pressione nell'impianto di riscaldamento. Il vaso di espansione prepressurizzato a pressione costante assorbe l'eccesso di volume d'acqua causato dall'espansione termica, evitando così l'accumulo di pressione e la possibilità di danni al sistema. Questo aiuta a proteggere la caldaia, le tubazioni e gli altri componenti dell'impianto da potenziali guasti o rotture.*

2.3. Riduzione dell'usura e degli interventi di manutenzione: *Grazie alla gestione efficiente dell'espansione termica, il vaso di espansione prepressurizzato riduce lo stress meccanico sugli altri componenti dell'impianto di riscaldamento. Ciò si traduce in una minore usura e una riduzione della necessità di interventi di manutenzione correttiva, contribuendo a prolungare la vita utile dell'impianto e a risparmiare sui costi di manutenzione nel lungo termine.*

2.4. Efficienza energetica: *Un vaso di espansione prepressurizzato a pressione costante permette di mantenere l'efficienza energetica dell'impianto di riscaldamento. La stabilità della pressione riduce le perdite di calore attraverso valvole di sicurezza o rilasci automatici di pressione. Ciò significa che l'energia termica prodotta viene utilizzata in modo più efficiente per il riscaldamento degli ambienti, contribuendo a ridurre i consumi energetici complessivi. In sintesi, l'utilizzo di un vaso di espansione prepressurizzato a pressione costante nell'impianto di riscaldamento offre stabilità, protezione dai danni da sovrappressione, riduzione dell'usura, maggiore efficienza energetica e minori costi di manutenzione. Questi vantaggi contribuiscono a garantire un funzionamento affidabile, duraturo ed efficiente dell'impianto di riscaldamento.*

2.5. Risparmio spazi di installazione e costi di manutenzione: È evidente che il vantaggio pratico più immediato per un installatore, soprattutto per impianti che, come già sottolineato, impegnano grossi volumi d'acqua, è quello di consentire volumi di espansioni minori, a parità di temperature del fluido termovettore, ed evitare contestualmente di occupare spazi enormi nei locali caldaie. Una soluzione con tipologia "a diaframma", ad esempio, implicherebbe una ramificazione della mandata in un eccessivo numero di collegamenti, ognuno dei quali con un numero a sua volta eccessivo di vasi. Si comprende inoltre che, se già un vaso a diaframma è di per sé più facilmente usurabile di un vaso prepressurizzato, la richiamata "ramificazione" amplificherebbe esponenzialmente l'usurabilità, la probabilità di guasto, la necessità di sostituzione e la frequenza della stessa.

Per quanto riguarda la capacità di espansione, appare utile richiamare la Raccolta R, Ed. 2009, al Cap. R3B e applicare le norme e le formule previste, evidenziando le differenze.

Prendendo come esempio l'impianto termico del Complesso universitario-ospedaliero di Monserrato (CA), caratterizzato da due generatori di potenza al focolare pari 4310 kw ciascuno, un volume circuitale interessato all'espansione pari a 120.000 litri, una pressione massima ammissibile pari a 6 bar e una pressione minima di 2,39 bar, otterremo:

Se utilizzassimo vasi con diaframma:

$$V_{min} = V_e / (P_1/P_2) = 10.717 \text{ lt} \quad (1)$$

Se utilizzassimo vasi autopressurizzati:

$$V_{min} = V_e / [Pa \cdot (1 / P_1 - 1 / P_2)] = 36.330 \text{ lt} \quad (2)$$

Utilizzando invece Vasi senza diaframma, di tipo prepressurizzato a pressione costante e livello variabile durante il funzionamento:

$$V_{min} = V_e \cong 5.000 \text{ lt} \quad (3)$$

Con V_e calcolato allo stesso modo in tutte le casistiche, come previsto nella Raccolta R citata.

Comparando i tre risultati, appare subito evidente il vantaggio relativo alle dimensioni e all'ingombro.

Si evidenzia che per l'effettuazione del calcolo di cui alla formula (3), e quindi per le relative verifiche istituzionali, è necessaria una serie di dati integrativi ed informazioni, previsti dalla Raccolta ma non evidenziati nei Modelli R, che devono essere forniti da progettisti e/o installatori. È stata redatta all'uopo una relazione sintetica, che si ritiene generalmente esaustiva, che contempla tutto ciò che è richiesto in tal senso dalla normativa vigente.

3. Caratteristiche dei sistemi di controllo telegestito

Gli impianti di riscaldamento con telegestione rappresentano una tecnologia in continua innovazione che offre numerosi vantaggi in termini di efficienza energetica,

comodità e controllo remoto. In questo articolo, esploreremo i principali aspetti degli impianti di riscaldamento con telegestione, compresi i loro componenti, il funzionamento e i vantaggi che offrono agli utenti, prendendo a riferimento gli impianti installati nel Complesso universitario-ospedaliero di Monserrato (CA), destinati a riscaldamento ambienti per studio (aule), sperimentazione e analisi (stabulari) e sale di degenza ospedaliera, ma prevedendo anche implementazioni e migliorie (peraltro attualmente già in corso di studio).

3.1. Che cos'è la telegestione.

La telegestione è un sistema che consente il controllo e la gestione a distanza degli impianti di riscaldamento. Attraverso una connessione Internet o un'infrastruttura di rete dedicata, gli utenti possono monitorare e regolare i parametri del sistema di riscaldamento da remoto, utilizzando dispositivi come smartphone, tablet o computer.

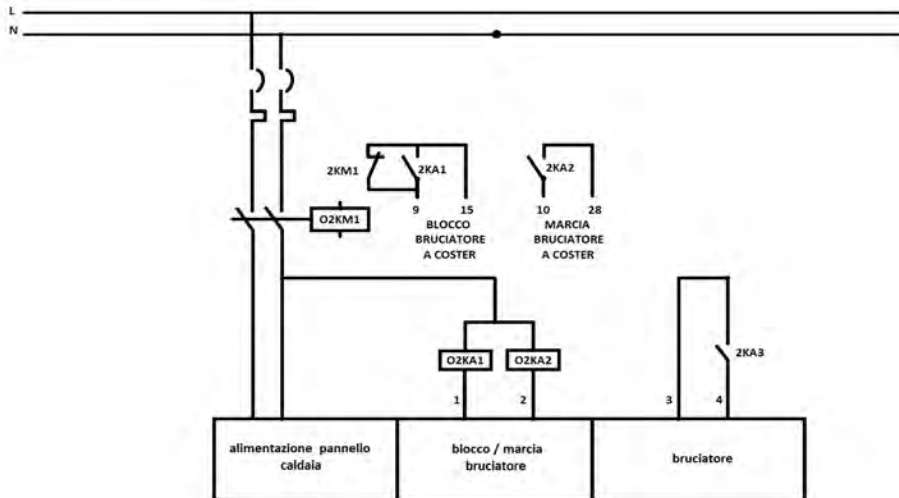


Figura 3. Schema funzionale semplice di un sistema di telegestione applicato direttamente ad un bruciatore a due stadi.

3.2. Componenti di un impianto di riscaldamento con telegestione.

Un impianto di riscaldamento con telegestione "semplice" è composto da diversi elementi chiave, tra cui:

- Termostato intelligente: sostituisce il tradizionale termostato e consente la programmazione e il controllo del riscaldamento tramite una connessione Internet.
- Sensori: rilevano la temperatura ambientale e altri parametri dell'impianto, fornendo dati all'unità di controllo per ottimizzare il funzionamento del sistema di riscaldamento.
- Unità di controllo: collegata al termostato intelligente, agli altri sensori e all'impianto di riscaldamento, permette la comunicazione tra di essi e l'invio di comandi remoti.
- Connettività: un elemento essenziale per la telegestione è la connessione a Internet, che consente la comunicazione tra gli utenti e il sistema di riscaldamento.



Figura 4. Regolatore multi-configurabile per impianti di riscaldamento.



Figura 5. Sonda di temperatura e umidità ambientale (tipo radio).

3.2.1. Unità di controllo.

La prima basilare unità di controllo, che possiamo definire “unità di controllo di primo livello”, è un modulo “Master”, solitamente un regolatore multi-configurabile (Figura 4).

Le caratteristiche fondamentali di un buon regolatore sono:

Adattabilità: deve essere adattabile a diverse e numerose tipologie d’impianto (non solo ad acqua calda), da una semplice centrale termica a sistemi più complessi ed elaborati;

Integrabilità: deve consentire l’integrazione di ulteriori moduli (moduli di espansione) che svolgano la funzione di incrementare il numero di ingressi e uscite riferite al singolo regolatore.

Semplicità: la configurazione e la programmazione dovrebbero essere le più semplici e meno equivocabili possibili e dovrebbero potersi applicare nello stesso modo in tutti gli impianti, anche di diversa tipologia;

Connettività: deve essere possibile effettuare il controllo remoto del regolatore con un modem GSM/GPRS, 3G/5G o una scheda di rete, conoscere lo stato dell’impianto e configurare l’invio di specifici messaggi di allarme.

L’unità di controllo “superiore”, che possiamo definire “unità di controllo di secondo livello”, può essere, per un impianto semplice a telegestione, un termostato intelligente come sopra descritto, oppure, per impianti più avanzati, un’interfaccia

web più elaborata da cui l'utente, o un operatore umano incaricato, può ricevere, modificare e trasmettere segnali o comandi all'impianto.

3.3. Funzionamento di un impianto di riscaldamento con telegestione

Un impianto di riscaldamento con telegestione funziona attraverso una serie di passaggi. Inizialmente, gli utenti impostano le preferenze di temperatura desiderate, direttamente, tramite l'applicazione mobile, oppure indirettamente, tramite programmazione da parte di personale esperto dell'unità di primo livello o intervento sull'interfaccia web del sistema. Questi comandi vengono inviati ai dispositivi o al modulo master di controllo, che a sua volta attiva o disattiva la caldaia o il sistema di riscaldamento centrale oppure ne consente la disattivazione al raggiungimento del nuovo valore di temperatura impostato.

I sensori monitorano costantemente la temperatura ambientale e trasmettono all'unità di controllo. Quest'ultima, utilizzando gli algoritmi di controllo appropriati, regola la temperatura del sistema di riscaldamento, in base alle impostazioni ricevute, per raggiungere gli obiettivi prefissati. Gli utenti possono anche ricevere notifiche e aggiornamenti in tempo reale sul funzionamento del sistema e sull'efficienza energetica ed intervenire nuovamente, direttamente o indirettamente, modificando i parametri di sistema tramite l'interfaccia web.

3.4. Vantaggi degli impianti di riscaldamento con telegestione

Gli impianti di riscaldamento con telegestione offrono numerosi vantaggi agli utenti. Uno dei principali vantaggi è costituito dall'efficienza energetica migliorata. Grazie alla possibilità di programmazione e controllo a distanza, gli utenti possono ottimizzare l'utilizzo del riscaldamento, riducendo gli sprechi energetici e riducendo i costi.

Inoltre, la telegestione offre un controllo comodo e flessibile del sistema di riscaldamento. Gli utenti possono regolare la temperatura, programmare il funzionamento del sistema in base agli orari e ricevere notifiche in tempo reale sullo stato del sistema. Questo consente un'esperienza personalizzata e una maggiore comodità nell'utilizzo.

In questo lavoro si vogliono evidenziare anche i vantaggi relativi alla sicurezza, anche tramite una maggiore rapidità di adeguamento degli impianti alle disposizioni della relativa normativa.

L'argomento verrà maggiormente dettagliato nel paragrafo 5.

4. Evoluzioni e sviluppi

Ovviamente quelli che abbiamo visto sopra sono solo gli elementi base dei sistemi di telegestione ma, specialmente se l'impianto è complesso, e l'impianto esistente che abbiamo preso principalmente a riferimento fino ad adesso lo è, i dispositivi necessari aumentano e il sistema di telegestione si complica.

4.1. Espansioni

In genere, per quanto evoluta, l'unità di controllo non può essere collegata ad un numero elevato di sonde, soprattutto se di tipologia diversa. Nel caso ci siano varie tipologie di sonde, per impianti complessi, e un elevato numero di differenti indicatori di segnale (paragrafo 4.4), è necessario utilizzare moduli di espansione plurimi e differenti. Il modulo di espansione è inoltre un convertitore di segnale in modo che l'informazione in esso contenuta possa essere letta ed elaborata più facilmente dall'unità di controllo.



Figura 6. Modulo di espansione costituito da 4 sotto-moduli. Figura 7. Concentratore sonde.

4.2. Sonde radio e Concentratori

A volte la logistica non consente dei collegamenti via cavo tra le varie sonde e l'unità o le unità di controllo del sistema. Ecco che vengono a soccorrere, in questi casi, dispositivi che trasmettono o ricevono il segnale tramite onde radio, rendendo il sistema ancora più tecnologicamente avanzato. In taluni casi possono essere utilizzati, in combinazione, sistemi di telegestione ad onde radio e sistemi di telegestione esclusivamente cablati (a valle del regolatore).

Nella piscina di Terramaini a Cagliari, costituita da due vasche, di cui una olimpionica e l'altra adibita a trattamenti terapeutici, è presente questo tipo di opzione, per cui il sistema di trattamento dell'aria degli ambienti è dotato di sonde radio, mentre il sistema di riscaldamento dell'acqua della piscina è costituito da sonde collegate fisicamente, tramite cavi, ai quadri dei locali della centrale termica. In questa direzione è allo studio un aggiornamento anche dell'impianto di riscaldamento, prima menzionato, in esercizio presso il Complesso Universitario-Ospedaliero di Monserrato (CA).

Tali dispositivi devono essere dotati di una certa autonomia energetica proprio per evitare completamente la dipendenza da cavi (anche di alimentazione). Per questo motivo sono dotati di batterie sostituibili di lunga durata (anni).

Il segnale radio inviato dalla sonda radio non può essere letto direttamente dall'unità di controllo e per questo motivo sono necessari dei dispositivi in grado di ricevere il segnale radio, di renderlo leggibile e di ritrasmetterlo, tramite collegamento fisico, all'unità di controllo. Questi dispositivi si chiamano "concentratori" ed hanno una funzione analoga a quella dei moduli di espansione già visti, salvo il fatto che hanno la caratteristica di essere dei ricetrasmittitori di onde radio (e quindi di segnali via

etere). Un sistema dotato di sonde radio e concentratori presenta un livello di telegestione ancora più avanzato.

4.3. Interfaccia web e remotizzazione

L'unità di controllo costituita dal Regolatore (Figura 4) può essere riconfigurata in loco dai manutentori della centrale termica, ma la sua caratteristica più interessante è che può trasmettere le informazioni e lo stato del sistema via internet ad un'altra unità di controllo di livello superiore, ovvero più remota. La gestione iniziale infatti può avvenire direttamente dall'utente, o, nel caso di impianti complessi e ad utenza "fragile", come quella a cui si rivolge principalmente questo lavoro, può essere demandata a personale specializzato e dedicato che presta un'assistenza affidabile e al bisogno. L'operatore, in questo caso, potrà intervenire per soddisfare le esigenze particolareggiate dell'utenza (umana e/o ambientale) e soprattutto qualora gli vengano notificati telematicamente dei segnali di allarme.

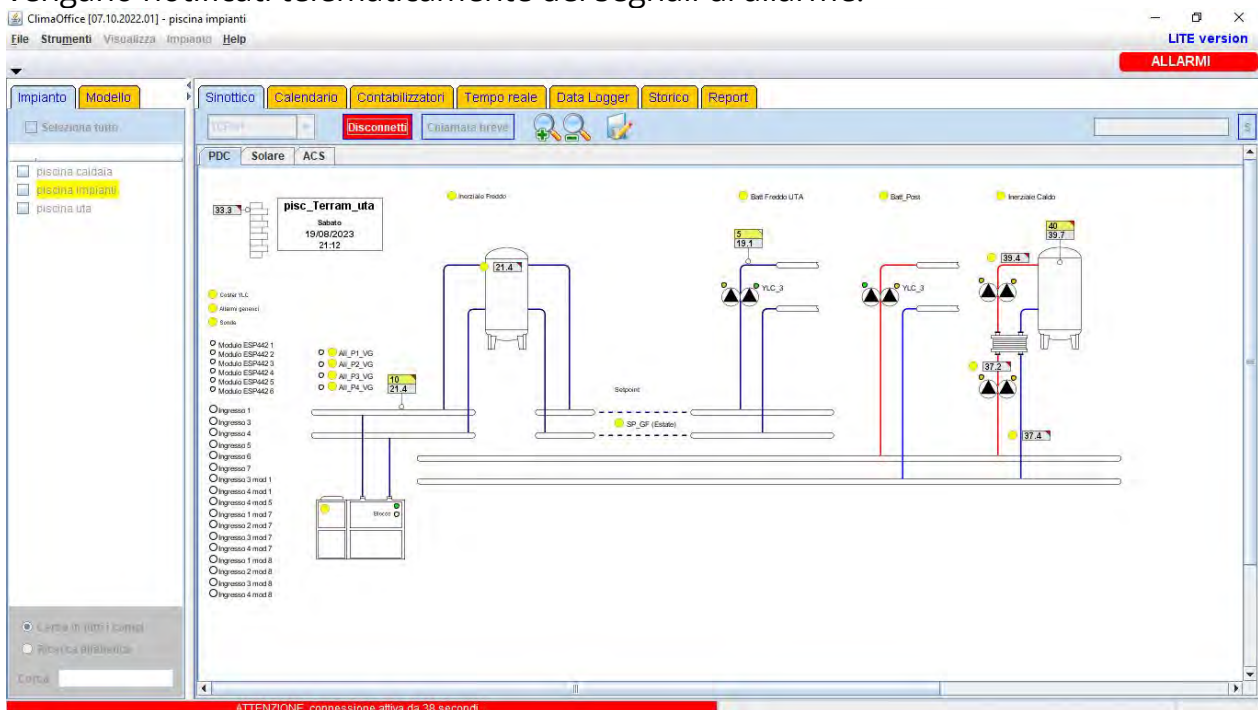


Figura 8. Pagina web dell'interfaccia remota.

4.4. Tipologie di segnale

Bisogna tenere in considerazione due macro-tipologie di segnale da gestire con questi sistemi. Una prima macro-tipologia comprende i "segnali di stato": acceso, spento, attivo, disattivo (sono i segnali che possono arrivare, ad esempio dal bruciatore della caldaia, oppure dal funzionamento di una pompa, o ancora dall'apertura di una valvola).

La seconda è costituita da segnali più modulabili e modulati in ampiezza: pressione, temperatura, umidità (sono i segnali che derivano dall'acqua della mandata di un generatore di calore, oppure dall'aria degli ambienti riscaldati).

4.5. Network Manager (Modulo di inter-gestione reti)

Appare interessante accennare, almeno brevemente per ragioni di sintesi, ai dispositivi che consentono di trasmettere i segnali di centrali distinte e disomogenee dello stesso impianto (ad esempio: "riscaldamento acqua caldaie" e "trattamento aria ambienti"), installate in postazioni distanti, allo stesso router internet per confluire nella stessa interfaccia remota e consentire la visualizzazione e la gestione completa dell'impianto. Tali dispositivi consentono di elevare il sistema ad un livello ancora più avanzato di telegestione.

5. Sicurezza

5.1. Un sistema di telegestione, soprattutto se complesso e avanzato, è già di per sé in grado di fornire informazioni relative allo stato di sicurezza dell'impianto, anche riguardo alle normative di sicurezza (incluse quelle oggetto di verifica da parte dell'INAIL).

L'intervento di una valvola di intercettazione del combustibile, ad esempio, comporta necessariamente il blocco del bruciatore e quest'ultimo è un segnale diretto che viene automaticamente rilevato. L'elaborazione di tutti i segnali e la loro "interpretazione" da parte del sistema (ad es. Tes > 100 °C combinata a "Bruciatore spento") può già fornire, tra le opzioni possibili, quella relativa all'intervento della suddetta valvola.

5.2. Un altro aspetto che va considerato è che un sistema telegestito è solitamente programmato per intervenire sul bruciatore prima che i livelli massimi di temperatura impostata, inferiori a quelli di intervento dei dispositivi di sicurezza, vengano raggiunti. Ciò comporta un incremento del livello di sicurezza rispetto ad un impianto dotato dei soli dispositivi previsti dalla Raccolta R.

5.3. Un'applicazione più diretta, allo studio in questo lavoro assieme alle ditte citate, consiste nel collegare opportuni indicatori di stato ai dispositivi di sicurezza "INAIL". In quelli dotati di parti elettriche, come i termostati e i pressostati, l'adeguamento in tal senso è ovviamente più semplice ed immediatamente realizzabile, in quelli con sola azione meccanica (valvola di sicurezza e valvola di intercettazione del combustibile) il procedimento è più complesso e occorre applicare un sensore attivabile dal movimento della parte mobile.

In un sistema così predisposto viene resa possibile la trasmissione diretta degli "stati" dei dispositivi "INAIL", in modo che l'operatore remoto abbia contezza, e molto in anticipo rispetto agli operatori addetti alla manutenzione di presenza, dell'anomalia occorsa, reagendo tempestivamente in seguito alla visualizzazione dei relativi "allarmi".

In quest'ottica appare evidente il vantaggio, anche in termini di sicurezza, dell'implementazione di un sistema di telegestione negli impianti termici soggetti al D.M. 1/12/75 in quanto si realizzerebbe una manutenzione più "pronta" e specifica, evitando maggiormente anche eventuali "dimenticanze". Va sottolineato inoltre,

come conseguenza di quanto appena detto, anche un altro tipo di sicurezza, soprattutto negli impianti ad utenza "fragile" a cui maggiormente ci riferiamo. In questi casi un ritardo nell'intervento di manutenzione, che potrebbe a sua volta comportare, ad esempio, il ritardo nel riarmo del termostato di blocco, potrebbe causare la morte delle cavie di laboratorio, il fallimento di un esperimento in corso, o eventualità ancora peggiori.

5.4. Un'ulteriore evoluzione potrebbe essere quella di dotare i dispositivi di sicurezza contemplati dall'INAIL, compresi quelli ad azione meccanica, di sensori ed interruttori elettrici che consentano, anche da remoto, prima la rilevazione diretta dell'intervento del dispositivo, e dopo, ripristinato o verificato lo stato di sicurezza, il suo riarmo. Si evidenzia che, oltre agli ovvi vantaggi di una tale attività da remoto, non verrebbe comunque disattesa la ratio della disposizione normativa anche quando giustamente prevede l'intervento umano per l'effettuazione del suddetto riarmo.

In un imminente futuro è realistico pensare che tutti i dispositivi di regolazione e sicurezza contemplati dall'INAIL vengano fabbricati e commercializzati già predisposti per un tale tipo di integrazione nella telegestione.

6. Conclusioni

Il nostro impianto di riscaldamento di riferimento è, in conclusione, un impianto che coinvolge ingenti volumi d'acqua e serve sale di degenza ospedaliera e stabulari di ricerca (utenze "fragili"). Ognuna di queste utenze sono monitorate attraverso sonde, tradizionali e radio, che trasmettono a dispositivi master, che abbiamo chiamato unità di controllo di primo livello, a seconda dei casi, segnali di stato, di umidità, di temperatura e di pressione, dove vengono, in prima analisi elaborati e gestiti. La trasmissione avviene tramite opportuni recettori e decodificatori che abbiamo chiamato espansioni e concentratori che consentono alla suddetta unità di elaborare segnali multipli e disomogenei.

L'unità di controllo di primo livello ha il compito di ritrasmettere lo stato complessivo del sistema (incluse anomalie rappresentate da opportuni segnali di allarme) ad uno specifico indirizzo web, dove viene sintetizzato in un'interfaccia gestita da operatore umano, addetto al coordinamento tra le esigenze dell'utente finale (inclusa la sua sicurezza), e le necessità dell'impianto (inclusa la relativa integrità e sicurezza). Contestualmente, l'unità di primo livello può intervenire direttamente, riportando l'impianto alle condizioni di esercizio previste dalla propria programmazione, oppure interpretare l'input in arrivo dall'interfaccia web, adeguando in tal senso l'impianto in base alle (nuove) esigenze dell'utente. L'interfaccia web consente anche l'intervento diretto sui dispositivi. Opportuni termostati intelligenti possono essere gestiti sia da locale che da remoto, sempre tramite interfaccia web specifica (es. sale di degenza comuni, sale per terapia intensiva, ecc.).

Questo sistema di controllo remotizzato costituisce l'unità di controllo di secondo livello ed è il cuore della telegestione.

Come già accennato, un impianto così complesso (almeno in quanto ad esigenze specifiche dell'utenza), è attualmente in fase di aggiornamento e realizzazione nel Complesso Universitario-Ospedaliero di Cagliari ed è in corso la programmazione di un software di simulazione che evidenzia le "reazioni" del sistema ad ogni anomalia proveniente dall'impianto o richiesta specifica dell'utente.

Di seguito è illustrato uno schema a blocchi rappresentativo e semplificato delle caratteristiche di tale impianto.

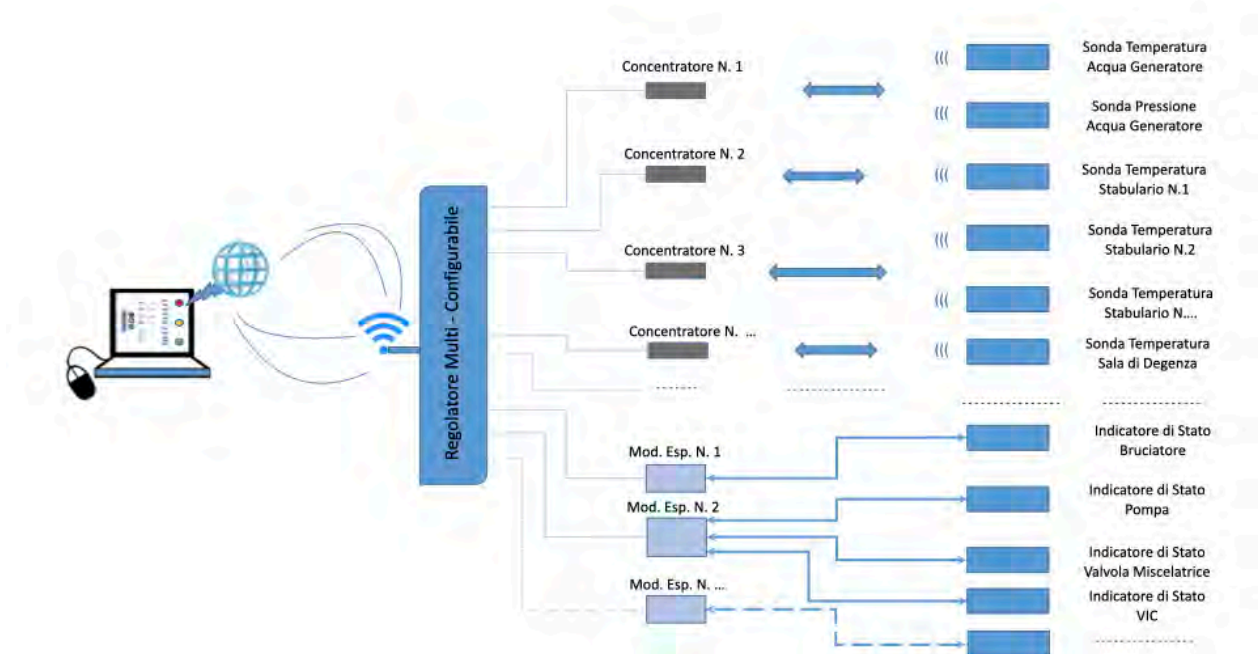


Figura 9. Schema a blocchi dell'impianto oggetto di studio.

6. Bibliografia

- [1] P. Andreini, L. Iaria. Conduzione Controllo e Manutenzione degli Impianti di Riscaldamento. Hoepli. Edizioni varie.
- [2] INAIL. Raccolta R. Edizione 2009.
- [3] Manuali della Coster Group.

Aria compressa nell'azienda vitivinicola, usi innovativi per le produzioni di alta qualità

R. Modestino¹, M. P. Gatto¹, G. Aversa¹, D. Strollo², G. Florida³

¹ Inail Uot di Avellino

² Azienda vinicola Mastroberardino

³ Parsec srl

Abstract

La provincia di Avellino è conosciuta in tutto il mondo per una enologia di spiccata tipicità; il territorio è uno dei più antichi nuclei di insediamento della vite, custodisce antichi e pregiati vitigni, dai quali prendono vita dei veri e propri capolavori enologici.

Tali ricchezze, abbinate a sofisticate tecniche produttive, permettono di raggiungere elevati livelli di qualità del prodotto.

Questo studio si concentra sull'analisi della centrale di aria compressa di un'azienda vinicola della provincia di Avellino che, tra le altre cose, alimenta un nuovo metodo di iniezione dell'aria compressa all'interno dei serbatoi per la follatura del cappello di vinacce nella macerazione delle uve rosse.

La soluzione sviluppata e brevettata da una società italiana specializzata nella progettazione e realizzazione di impianti e sistemi di controllo integrati per la vinificazione e l'affinamento dei vini, abbinata ad un efficiente impianto di generazione dell'aria compressa, permette di realizzare processi enologici innovativi e sistemi di automazione avanzati per la cantina moderna garantendo elevati standard di qualità conformemente all'approccio dell'industria 4.0.

Keywords: air mixing, aria compressa, sovrappressione.

1. Introduzione

L'azienda vinicola è gestita da una famiglia che vive il contesto socioculturale vitivinicolo da oltre due secoli, in base alle più attendibili ricostruzioni storiche. Le prime tracce della presenza in Irpinia risalgono al catasto borbonico, a metà del Settecento, epoca in cui la famiglia elesse il villaggio di Atripalda a proprio quartier generale, ove sono tuttora situate le antiche cantine, e di lì ebbe origine una discendenza che legò indissolubilmente le proprie sorti al culto del vino. Dieci generazioni, da allora, hanno condotto le attività di famiglia, tra alterne vicende, come sempre accade nelle storie delle imprese familiari di più antica origine.



Figura 1. Particolare dell'azienda

La mission dell'azienda è quella di assicurare la salvaguardia della viticoltura autoctona, a difesa dei valori vitivinicoli tradizionali, con occhio attento all'innovazione ed all'interpretazione moderna dei propri vini, in una sapiente sintesi tra il carattere e lo stile della cultura antica e le più avanzate tecnologie qualitative.

L'azienda pone particolare attenzione al processo produttivo, regolato da specifiche procedure e certificazioni sempre nell'ottica del miglioramento continuo. I processi di produzione si compongono di alcune fasi di lavorazione in sequenza tra di loro e strettamente interconnesse tanto che l'imperfetta esecuzione di una fase o l'utilizzazione di una materia prima o di un prodotto non rispondente ai requisiti specificati compromettono la qualità e la sicurezza alimentare del prodotto finale. Premesse fondamentali all'esecuzione dei processi e ai relativi controlli sono:

- la disponibilità di personale qualificato e competente;
- l'esistenza di apparecchiature e attrezzature di produzione e controllo idonee a garantire la qualità e la sicurezza alimentare del prodotto finito;
- la pianificazione dei controlli del prodotto e del processo di produzione.

2. L'aria compressa del settore vinicolo nel contesto dell'industria 4.0

L'aria compressa può essere pressurizzata fino a raggiungere una pressione superiore a quella atmosferica e diventare un importante e versatile mezzo di trasmissione di energia.

L'impiego dell'aria compressa è ampiamente diffuso negli stabilimenti e nelle officine; il 90% delle industrie utilizzano l'aria compressa nei propri processi, come vettore d'energia per utensili e macchinari, ed è una parte importante e ben integrata di molti processi produttivi.

Un sistema per la produzione e l'utilizzo di aria compressa industriale è di solito composto da cinque macro-elementi:

- il compressore che contiene il motore, il sistema di compressione, i sistemi di raffreddamento, la centralina di controllo e la trasmissione;
- il serbatoio d'accumulo;
- il sistema di trattamento dell'aria dove si ritrovano l'essiccatore e i filtri;
- la rete di distribuzione;
- le utenze.

Una buona progettazione dell'impianto, tuttavia, richiede un'approfondita analisi del fabbisogno di aria compressa dell'azienda – livello di pressione, qualità e fabbisogno nel tempo – e un'integrazione nel processo produttivo aziendale in modo da trovare il sistema più efficiente per il caso specifico.

Inoltre, ottimizzando le prestazioni dell'intero sistema, configurandolo come un impianto dinamico ed intelligente, si può raggiungere un elevato livello di ottimizzazione della produzione e automazione.

Nel processo produttivo della azienda vinicola in esame, si pone particolare enfasi sulla qualità del prodotto, ma anche su una accurata gestione aziendale attenta alle sfide lanciate dell'Industria 4.0, che nell'ottica dell'interconnessione tra uomo e macchina, tra sistemi e componenti, punta a trarre vantaggi competitivi riducendo i costi di gestione e a ottenere una maggiore efficienza e facilità nelle operazioni.

Nella fase di progettazione dell'impianto, pertanto, l'attenzione si è concentrata su due aspetti fondamentali:

- Il possibile contatto accidentale dell'aria con il prodotto; è importante scegliere la qualità dell'aria compressa in base alle normative vigenti e alla politica di qualità aziendale, in quanto l'aria compressa, generalmente, può contenere sostanze indesiderate, come polvere, acqua sotto forma di gocce o di vapore e olio sotto forma di gocce e aerosol, che possono ripercuotersi negativamente sui risultati della produzione.
- La coerenza con i dettami dell'Industria 4.0, che richiedono una buona efficienza nell'uso degli impianti e una manutenzione ridotta al minimo che anticipi ed eviti i problemi.

2.1. Descrizione dell'impianto aria compressa dell'azienda vinicola

L'impianto di aria compressa dell'azienda vinicola è destinato alla produzione e distribuzione di aria compressa alla pressione di esercizio di 16 bar. A partire dal locale adibito alla sala compressione, il gas viene inviato, tramite opportuno sistema di distribuzione, all'utenza e ai servizi presenti all'interno dello stabilimento, come rappresentato in Figura 2.

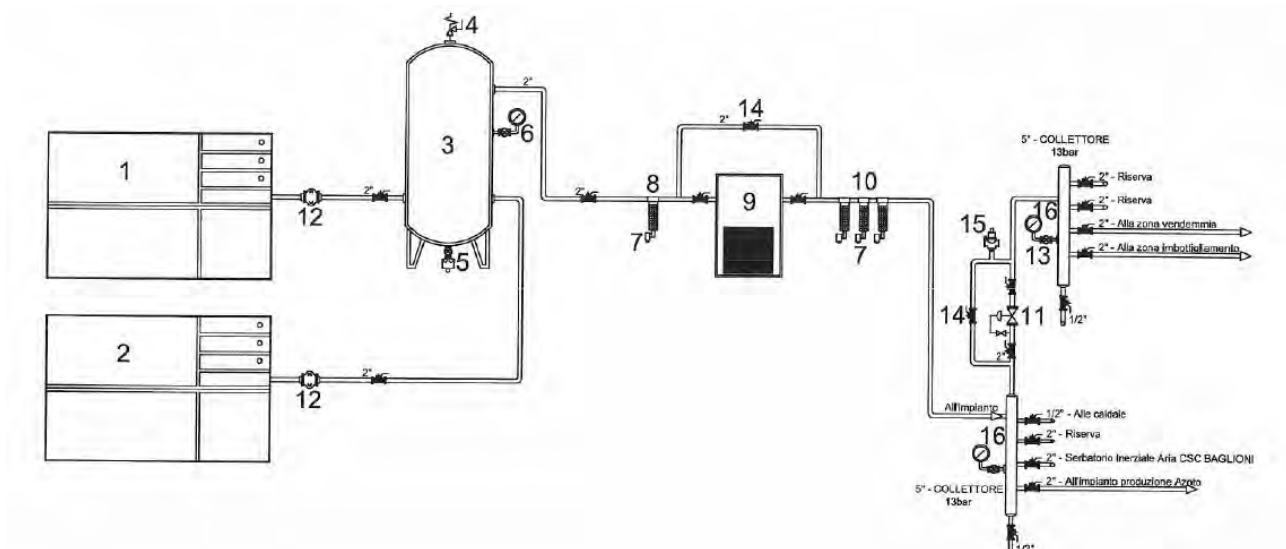


Figura 2. Schema dell'impianto di aria compressa

L'aria atmosferica viene aspirata dai due compressori rotatori a vite a iniezione d'olio a trasmissione diretta che la comprimono nel blocco compressore azionato da un motore elettrico. La portata massima dell'impianto è di 10200 L/min, data dal funzionamento in parallelo di entrambi i compressori. L'aria, una volta compressa, spinge l'olio all'interno del serbatoio e lo costringe a defluire attraverso la tubazione verso la valvola termostatica.

Se la temperatura dell'olio è inferiore alla temperatura di taratura dell'elemento termostatico, l'olio ritorna al gruppo vite. Se invece la temperatura dell'olio è superiore alla temperatura di taratura dell'elemento termostatico, l'olio defluisce nel radiatore dove viene raffreddato. Successivamente l'olio attraversa il filtro olio e giunge al compressore, miscelandosi all'aria aspirata e creando quindi una miscela aria/olio che garantisce la tenuta e la lubrificazione degli organi in movimento del compressore. La miscela aria/olio torna all'interno del serbatoio, dove l'aria subisce una pre-separazione centrifuga ed una definitiva separazione dall'olio, tramite il filtro disoleatore.

Dal serbatoio esce quindi soltanto aria, che tramite la tubazione giunge al radiatore aria e quindi al serbatoio aria esterno con capacità di 2000L.

La regolazione dei compressori è di tipo compensato: raggiunto il massimo valore di rotazione del motore, il sensore di pressione manda un segnale che avvia il timer e toglie corrente all'elettrovalvola del regolatore. Il regolatore si chiude ed il compressore cessa il lavoro di compressione ed entra in marcia a vuoto. Il timer continua il conteggio fino al valore impostato, raggiunto il quale, se non vi è stata variazione di pressione, comanda l'arresto del motore elettrico. nel caso la pressione sia scesa fino al valore minimo impostato sul controller, prima che il timer abbia terminato il conteggio l'elettrovalvola riceve corrente e apre. Il regolatore si apre ed il compressore riprende il carico normale; il timer si azzerà.

L'analisi delle esigenze aziendali e delle prestazioni dei compressori disponibili in commercio ha veicolato la scelta verso compressori dotati di essiccatori a

refrigerazione, che rimuovono l'umidità dall'aria raffreddandola mediante olio alimentare.

Questa scelta soddisfa le due esigenze aziendali citate precedentemente:

- L'essiccatore e refrigerazione è progettato per ridurre al minimo la caduta di pressione e avere dunque un basso consumo energetico. Inoltre, il controllo remoto del compressore consente di memorizzare dati, monitorare lo stato della macchina, segnalando eventuali allarmi o necessità di manutenzione, in piena ottica di industria 4.0.
- L'olio alimentare, con certificazione NSF H1, consente di eliminare il potenziale rischio di contaminazione, salvaguardando la qualità dei prodotti, e riducendo al minimo il rischio di contaminazione dell'intera produzione e del processo logistico.

La National Sanitary Foundation International è un'organizzazione creata per standardizzare i requisiti di igiene e sicurezza alimentare. Come risultato della certificazione, i prodotti ricevono il marchio NSF, in particolare per i lubrificanti si distinguono due tipi di certificazione: H – per le formulazioni finite, e HX – per gli ingredienti da cui sono ricavate le formulazioni finite. Entrambi i tipi di certificazione includono 3 sottocategorie la prima delle quali è la NSF H1 per i prodotti insapori, inodori che hanno un contatto accidentale con gli alimenti. La contaminazione consentita dei prodotti alimentari può essere al massimo di 10 ppm di olio.

2.2. Innovativo sistema di follatura/rimontaggio a getti di aria modulati sequenziali

Fra le fasi di processo più importanti, la conduzione della fermentazione alcolica rappresenta un momento nevralgico, e all'interno di essa nel caso della fermentazione di uve rosse rivestono un ruolo determinante il rimontaggio, la



follatura e l'arieggiamento dei mosti. L'efficacia di queste procedure era ben nota già dalla fine del XIX secolo, ma dal 1950 sono stati condotti i primi studi scientifici documentati che ne hanno dimostrato l'importanza.

Il rimontaggio e la follatura sono procedimenti che hanno lo scopo di facilitare l'estrazione dei costituenti delle bucce (antociani e tannini), di evitare che batteri acetici e muffe sulle vinacce possano proliferare, di migliorare la fase di macerazione-fermentazione, permettendo, tra l'altro, la dissoluzione di sostanze azotate presenti nel cappotto di vinacce e dell'ossigeno, facilitando l'azione fermentativa dei lieviti (Fig. 3).

Figura 3. Serbatoio per vinificazione

Al fine di perseguire questi risultati è stato ideato e brevettato, da una società specializzata nel settore, un nuovo sistema, che, utilizzando una sequenza di piccoli getti d'aria combinati e modulati nella loro successione, permette di mantenere completamente disgregato il cappello per tutto il corso della macerazione.

Il sistema non solo ottimizza l'estrazione, ma elimina le cause di stratificazione ed eterogeneità all'interno del serbatoio e rende più costanti e omogenei i processi di distribuzione del calore e di avanzamento della fermentazione. Con questa modalità di gestione della vinaccia si ottengono anche altri vantaggi, ad esempio la riduzione dei tempi di svinatura, che avviene in modo più semplice e senza maltrattamento delle bucce.

Le parti solide perfettamente mescolate al liquido sono facilmente pompabili direttamente all'interno della pressa per essere sgrondate, senza necessità di coclee o altri organi meccanici che richiedono talvolta tempi lunghi per le operazioni di pulizia. Ogni tecnologia infatti deve essere valutata, al momento della sua introduzione in cantina, tenendo conto non solo del costo di acquisto ma anche dei tempi operativi che essa richiede per la pulizia e della sicurezza degli operatori.

Questo innovativo metodo di iniezione del gas crea delle onde disgreganti cioè delle onde di liquido che rompono e affondano efficacemente il cappello, inondandolo completamente di mosto.

Non sono, quindi, le bolle di gas che vanno a rompere il cappello ma una opportuna movimentazione della parte liquida del mosto che va a sgretolare il cappello di vinaccia dal basso, facendolo affondare e quindi sommergere dal liquido stesso. Il risultato è ottenuto mediante una speciale tecnica di iniezione dell'aria costituita dall'azione sinergica di un sistema di ugelli montati sulla parte laterale del serbatoio, Figura 4, ognuno singolarmente azionato tramite una forma d'onda preimpostata. Ogni singola iniezione di gas da ciascun ugello è una particolare combinazione di pause e getti e tutti gli ugelli sono azionati in una opportuna sequenza uno rispetto all'altro. Questa azione combinata e sequenziale di getti crea all'interno del serbatoio una movimentazione del liquido assimilabile a delle onde.



Figura 4. Sistema a getti di aria modulati

Questo nuovo metodo è stato accolto nell'azienda vinicola avellinese da alcuni anni.

Il sistema è alimentato dalla centrale di aria compressa aziendale mentre il processo di ossigenazione viene monitorato e gestito da un opportuno modulo di controllo in grado di garantire una corretta ossigenazione sia per quanto riguarda l'uniformità di iniezione che per la precisione di dosaggio.

Il modulo di ossigenazione, infatti, ha programmi differenziati per: la micro-ossigenazione (mg/Lt/mese), la macro-ossigenazione (mg/Lt/giorno) o dose singola (mg/Lt) breve e lunga e riesce a

segnalare eventuali errori come l'anomalia nella pressione in entrata o l'intasamento del diffusore.

La vinificazione, con la fermentazione, l'estrazione del colore e l'affinamento, è un insieme di processi estremamente complessi e come tale, per essere gestito, necessita di tecnologie avanzate e precise, associate a un'elevata capacità di calcolo e di elaborazione.

Il supporto di una tecnologia informatica specifica e di un software di controllo e programmazione integrato orientato al processo, è possibile una automazione e una vera comprensione del processo, questo consente di cogliere la complessità e le interazioni tra i vari parametri e di trarre il massimo dell'informazione. Condizione indispensabile per ottenere una gestione ottimale del processo produttivo attuale e futuro.

La possibilità di gestione da remoto, garantita dal sistema, offre infine sicuri vantaggi anche in termini di tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori addetti.

3. Sicurezza dell'impianto e tutela della salute

Nell'analisi dei rischi può considerarsi, quale causa di sovrappressione del circuito di adduzione e del serbatoio di accumulo, principalmente il mancato intervento di blocco dei regolatori elettronici, una volta raggiunto il valore di taratura della pressione. Si suppone quindi, in una condizione ipotetica di primo guasto, di superare il valore di taratura della pressione e di sopravanzare anche quello di taratura della valvola di sicurezza a protezione del serbatoio.

Si stanno trascurando, in questa analisi di caso peggiore a favore della sicurezza, la somma improbabile di due eventi negativi contemporanei strettamente correlati al superamento della pressione massima di erogazione di questo tipo di compressore. In queste condizioni estreme, la valvola di sicurezza a protezione del recipiente deve essere capace di scaricare la portata massima producibile dai compressori alle condizioni di targa.

Nel caso in esame la portata totale suddetta è di 10200 L/min, data dal funzionamento contemporaneo dei due compressori mentre, la valvola di sicurezza ha una portata di scarico di 54147 L/min, ovvero di gran lunga superiore alla portata totale dei compressori. I recipienti utilizzati per la vinificazione non sono apparecchi a pressione, né l'iniezione di gas determina alcun rischio di sovrappressione poiché devono essere necessariamente aperti per poter garantire la fuoriuscita della CO₂ di fermentazione prodotta durante la trasformazione dello zucchero in alcool.

Per quanto concerne i rischi per la salute, nell'industria enologica i lavoratori possono essere esposti al rischio chimico, data la presenza, spesso simultanea, ma comunque generalmente a basse dosi, di sostanze chimiche pericolose dovute alla fermentazione del vino, all'uso di additivi o a prodotti chimici utilizzati per la pulizia e/o sterilizzazione delle attrezzature per la vinificazione. Alcuni degli additivi, come solfiti e metabisolfiti, possono provocare reazioni allergiche, tra cui l'asma

professionale, mentre i prodotti detergenti/sterilizzanti possono avere un'azione caustica e irritante per pelle, mucose e vie respiratorie.

Uno dei rischi professionali più gravi affrontati dai lavoratori della produzione vinicola è, però, quello associato alla condizione di lavorare in ambienti confinati, costituiti principalmente da serbatoi di stoccaggio e fermentazione, ove possono verificarsi, a causa dell'attività biologica dei vini in fermentazione, bassi livelli di concentrazione di ossigeno e alte concentrazioni di CO₂. L'ingresso in queste aree senza il rispetto delle misure e le procedure di sicurezza appropriate (ad esempio l'utilizzo, ove necessario, dei respiratori isolanti) può provocare una rapida ipossiemia con ridotta capacità di esercizio e capacità mentale. La perdita di coscienza, l'apnea e l'arresto cardiaco possono verificarsi rapidamente in un'atmosfera con meno del 6% di O₂.

Oltre a un ambiente a basso contenuto di ossigeno, la fermentazione del vino può produrre grandi quantità di CO₂ che a concentrazioni moderate si comporta come un semplice asfissiante in sostituzione dell'ossigeno, ma a concentrazioni più elevate, facilmente raggiungibili in spazi confinati, può essere direttamente tossica per la funzione del sistema nervoso centrale, portando alla narcosi. Respirare CO₂ a concentrazioni superiori al 10% può determinare perdita di coscienza in meno di 1 minuto e, in mancanza di soccorso, morte. Analogamente, possono costituire pericolo elevato per i lavoratori l'azoto e l'argon, utilizzati per la protezione del vino dalla ossidazione lenta, in quanto gas asfissianti. Sulla base di queste premesse, il sistema di rimontaggio/follatura adottato può essere particolarmente utile per l'eliminazione e/o riduzione del rischio chimico: l'automazione del processo di rimontaggio/follatura, rispetto allo svolgimento "tradizionale" con attrezzi ad azionamento manuale; infatti, permette di ridurre in modo sostanziale l'esposizione dei lavoratori alla CO₂ anche attraverso la gestione e il controllo da remoto.

Prima del 2014, anno del brevetto, l'utilizzo dell'aria compressa nelle cantine durante la vinificazione era assolutamente marginale e occasionale.

Svinare, cioè svuotare dalle vinacce esauste, un serbatoio di grandi dimensioni voleva dire giorni di lavoro e obbligatoriamente che gli operatori entrassero dentro il serbatoio con delle vanghe e a mano spalare la vinaccia dura e maleodorante.

Oggi, grazie a questo sistema, non è più così. La vinaccia non è più maleodorante (qualità del prodotto) e in poche ore (il tempo della pompa) si svuota qualsiasi serbatoio senza più la necessità di entrarci dentro (grandissimo risultato in termini di salute e sicurezza dei lavoratori).

Inoltre, le scelte aziendali, concordemente con le politiche di sviluppo dell'industria 4.0, permettono di ridurre i livelli di esposizione al rumore prodotti dall'impianto di aria compressa. Questo sia scegliendo attrezzature con appropriate caratteristiche tecniche che riducendo il tempo di esposizione grazie alla possibilità di gestione remota del sistema.

Conclusioni

Gli impianti di aria compressa hanno raggiunto ormai uno standard consolidato; i componenti e i rischi collegati al loro utilizzo sono noti e gestibili con una corretta analisi e valutazione del contesto e delle esigenze aziendali.

L'utilizzo dell'aria compressa è considerata una fonte di energia pulita e sicura che può essere facilmente utilizzata per diversi scopi industriali. Inoltre, i vantaggi dati dal suo utilizzo sono numerosi, e quando tutto questo si associa ad un uso attento delle smart technologies i benefici possono essere notevoli.

Il sistema qui descritto permette non solo di migliorare il prodotto finale, di ottimizzare l'utilizzo della manodopera durante la fase critica della vendemmia, di minimizzare potenzialmente i rischi per i lavoratori ma anche di risparmiare fino all'80% dell'energia complessiva normalmente utilizzata per vinificare, riducendo al contempo i relativi quantitativi di CO2 immessi nell'ambiente.

Il caso esaminato è esempio di sostenibilità e di applicazione dei dettami dell'industria 4.0: la disponibilità di dati in rete che possono essere elaborati, permettendo di tracciare, storicizzare e pianificare i processi futuri e l'interconnessione dei servizi con un elevato livello di automazione dei processi aziendali. Questi aspetti sono oggi fondamentali per migliorare gli standard di certificazione della qualità.

Bibliografia

- [1] Atlas Copco AirPower NV. Manuale dell'aria compressa. Atals Copco AirPower NV. Belgio, 2016
- [2] Francesco Mirone. Impresa familiare e longevità. I driver per vincere la sfida del tempo. Franco Angeli Edizioni, 2022
- [3] Parsec. Il controllo integrato parsec la tecnologia al servizio degli obiettivi enologici. *oicce times*. anno xxi; Numero 83; pag 9-12
- [4] Parsec. Air Mixing M.I. Parsec - qualcosa è cambiato nella macerazione delle uve rosse. *TecnAlimentaria.it International Magazines*. 2018; pag 2
- [5] P.Ribéreau – Gayon, D.Dubourdieu, B. Donéche, A. Lonvaud. Trattato di enologia I. Microbiologia del vino Vinificazioni. Edagricole. 2004
- [6] Youakim S. Occupational health risks of wine industry workers. *B C Med J*. 2006; 48 (8):386-391.
- [7] Guillemin MP, Horisberger B. Fatal intoxication due to an unexpected presence of carbon dioxide. *Ann Occup Hyg*. 1994; 38:951-957

Rischio Legionella in impianti per la produzione di acqua calda ad uso sanitario

R. Iovene¹, R. Vasile¹, A. Morettini²

¹ Inail – Uot di Pescara

² Inail – Uot di Campobasso

Abstract

In concomitanza con lo sviluppo dei sistemi di produzione di acqua calda da fonti rinnovabili, trovano sempre più ampia diffusione impianti dotati di sistemi di accumulo dell'acqua sanitaria (ACS) di notevoli dimensioni, al cui interno si possono creare le condizioni ideali per lo sviluppo dei batteri del genere Legionella. Il quadro normativo nazionale attualmente vigente in Italia è costituito essenzialmente dalla "Linee guida per la prevenzione ed il controllo della legionellosi" e dal Titolo X del d.lgs. n. 81/2008, rivolti ai luoghi pubblici e di lavoro; pertanto, gli impianti installati in luoghi non classificabili come tali e cioè gli impianti privati per civile abitazione, risultano sprovvisti di una specifica normativa di riferimento. Attraverso un'analisi della normativa italiana e della letteratura scientifica internazionale, supportata da una ricognizione effettuata su un campione significativo di impianti installati nella regione Abruzzo, si è cercato di individuare possibili indicazioni impiantistiche e metodologie nell'ambito della gestione degli accumuli di acqua calda sanitaria (ACS) ad uso domestico, al fine di ridurre il rischio di proliferazione di Legionella. Sono state raccolte, quindi, una serie di indicazioni utili al fine della progettazione e della gestione degli impianti per la produzione di ACS ad uso civile privato, caratterizzati dalla presenza di accumuli di acqua calda, al fine di ridurre tale rischio.

Keywords: Legionella, ACS, Linee guida.

1. Impianti di riscaldamento con produzione di acqua calda sanitaria ad uso civile privato

Un impianto termico può essere definito, secondo quanto indicato nel Titolo II del d.m. 01/12/1975, come un impianto tecnologico utilizzante acqua calda sotto pressione, con temperatura dell'acqua non superiore alla temperatura di ebollizione alla pressione atmosferica, destinabile al riscaldamento degli ambienti ed alla produzione di acqua calda ad uso sanitario o per processi produttivi.

Gli elementi fondamentali e comuni costituenti un impianto termico sono rappresentati da:

- un generatore atto alla produzione di calore e al riscaldamento del fluido termovettore, corredato dai sistemi di controllo, protezione e sicurezza;

- tubazioni costituenti il sistema di distribuzione del fluido termovettore;
- sistemi di utilizzazione finale del fluido termovettore.

Nei sistemi di utilizzazione finale rientrano anche i sistemi di accumulo per la produzione di acqua calda sanitaria, in seguito denominati ACS.

Questi ultimi possono essere costituiti da semplici serbatoi di accumulo dell'acqua calda (puffer) prodotta tramite uno scambiatore di calore, o da bollitori, cioè serbatoi di accumulo dotati di scambiatori a serpentino interni alimentati dai fluidi termovettori dei generatori di calore presenti sull'impianto (es. caldaie a combustione, pannelli per solare termico, etc.)

Dai rilievi condotti in campo, effettuati in sede di verifica di primo impianto ai sensi dell'art. 22 del d.m. 01/12/1975, su impianti termici ad uso domestico integrati con impianti solari aventi potenza inferiore a 35 kW, è emerso che, per la quasi totalità degli stessi, è stata scelta una soluzione impiantistica così costituita:

- generatore di calore alimentato a gas metano;
- pannelli solari con fluido termovettore costituito da glicole;
- bollitore ACS a doppio serpentino, con serpentino superiore collegato al generatore di calore e serpentino inferiore collegato al circuito solare, munito di termometro, vaso di espansione e valvola di sicurezza;
- per il controllo della temperatura del fluido termovettore nel circuito solare, a monte dello scambiatore, sono installati un gruppo pompe di circolazione, delle sonde termiche atte al rilevamento della temperatura del fluido termovettore poste in prossimità dei pannelli, una valvola termoregolatrice, comandata dalle suddette sonde termiche e adibita alla modulazione/blocco del flusso del fluido termovettore nello scambiatore, un manometro, un termometro, un vaso di espansione e una valvola di sicurezza;
- per il controllo della temperatura dell'ACS sul circuito utilizzatore, in corrispondenza della linea di mandata in uscita dal bollitore, sono installate delle sonde termiche atte al rilevamento della temperatura del fluido ACS e una valvola miscelatrice, comandata dalle suddette sonde termiche, adibita a mantenere il fluido ACS inviato all'utenza alla temperatura di utilizzo mediamente compresa nell'intervallo tra 40°C e 65°C;
- pompa di ricircolo ACS con collegamento di ritorno a circa metà altezza del bollitore;
- sistema programmato di shock termico settimanale, alla temperatura di circa 60-70°C, della durata media di 15 min.

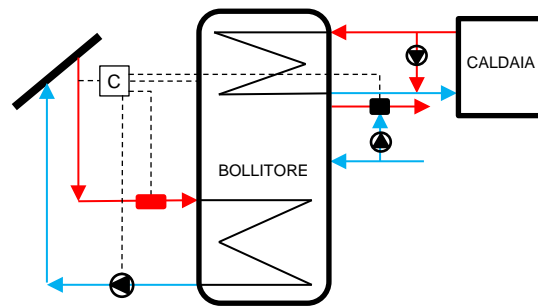


Figura 1. Impianto per la produzione ACS integrato con solare termico

Tali scelte impiantistiche presentano delle criticità in termini di rischio dello sviluppo di Legionella, dovute sia alla mancanza di periodicità e durata imposte per l'effettuazione dello shock termico e sia al fatto che l'innalzamento della temperatura per lo shock termico all'interno dell'accumulo ACS viene effettuato mediante l'impiego del generatore di calore che, come si nota nella Figura 1, è collegato alla sola serpentina superiore. Tale condizione fa sì che, in assenza di un idoneo sistema di movimentazione dell'acqua all'interno dell'accumulo, in questo caso rappresentata dalla pompa di ricircolo con ritorno a metà altezza del bollitore, la stratificazione verticale della stessa, in base alla temperatura, possa creare delle zone meno riscaldate nella parte bassa del serbatoio con conseguente inefficacia del processo.

2. La normativa italiana sulla prevenzione ed il controllo della Legionella

In Italia, pur rappresentando la Legionellosi un problema sanitario rilevante, ad oggi si hanno limitati riferimenti legislativi in merito alla prevenzione ed al controllo della sua proliferazione. La legislazione vigente è rappresentata dal "Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro" ovvero dal d.lgs. del 09/04/2008 n. 81, come modificato dal d.lgs. del 3 agosto 2009 n. 106, e dalle "Linee guida per la prevenzione e il controllo della Legionellosi" presenti nell'allegato A dell'accordo Stato-Regioni del 7 maggio 2015.

2.1 Il d.lgs. del 09/04/2008 n. 81 e s.m.i.

Come indicato all'art. 3 del Titolo I, capo I, il decreto si applica a tutti i settori delle attività lavorative, sia privati che pubblici, e a tutte le tipologie di rischio; nello specifico si applica a tutti i lavoratori e le lavoratrici, subordinati e autonomi, nonché ai soggetti ad essi equiparati. Nell'ambito di ogni attività lavorativa, il datore di lavoro, ha in capo gli obblighi sanciti dagli articoli 17 e 18 del Titolo I, Capo III, Sezione I.

Al fine di preservare la salute e la sicurezza dei propri dipendenti, il datore di lavoro ha il dovere di redigere, ai sensi dell'art. 28, il documento di valutazione dei rischi della propria attività lavorativa e dei luoghi in cui questa viene svolta, al fine di valutare tutti i rischi correlati e di determinare le misure preventive e/o protettive da adottarsi in funzione dei rischi individuati. Nello svolgimento della valutazione dei rischi il datore

di lavoro deve prendere in considerazione, tra tutti i possibili rischi, anche quelli derivanti dall'eventuale presenza di agenti biologici.

L'allegato X del d.lgs. n. 81/2008 fornisce una classificazione degli agenti biologici e le opportune indicazioni in merito all'esecuzione della valutazione del rischio biologico e alle misure preventive e protettive da adottarsi.

Gli agenti biologici vengono ripartiti come di seguito in funzione del rischio di infezione:

- agente biologico del gruppo 1 - un agente che presenta poche probabilità di causare malattie in soggetti umani;
- agente biologico del gruppo 2 - un agente che può causare malattie in soggetti umani e costituire un rischio per i lavoratori; è poco probabile che si propaghi nella comunità; sono di norma disponibili efficaci misure profilattiche o terapeutiche;
- agente biologico del gruppo 3 - un agente che può causare malattie gravi in soggetti umani e costituisce un serio rischio per i lavoratori; l'agente biologico può propagarsi nella comunità, ma di norma sono disponibili efficaci misure profilattiche o terapeutiche;
- agente biologico del gruppo 4 - un agente biologico che può provocare malattie gravi in soggetti umani e costituisce un serio rischio per i lavoratori e può presentare un elevato rischio di propagazione nella comunità; non sono disponibili, di norma, efficaci misure profilattiche o terapeutiche.

Nell'allegato XLVI del d.lgs. n. 81/2008 è riportato un elenco degli agenti biologici classificati nei gruppi 2, 3 e 4, in cui ritroviamo le specie di *Legionella* di maggiore interesse sanitario (Tabella 1):

<i>Legionella pneumophila</i> subsp. <i>fraseri</i>	2
<i>Legionella pneumophila</i> subsp. <i>pascullei</i>	2
<i>Legionella pneumophila</i> subsp. <i>pneumophila</i>	2
<i>Legionella</i> spp.	2

Tabella 1. Estratto allegato XLVI del d.lgs. n. 81/2008

2.2. Linee guida per la prevenzione e il controllo della Legionellosi”, allegato A dell'accordo Stato-Regioni del 7 maggio 2015.

Le “Linee guida per la prevenzione e il controllo della Legionellosi”, aggiornate alla luce delle nuove conoscenze scientifiche, sono state approvate dalla Conferenza Stato Regioni nella seduta del 07 maggio 2015.

Il documento è stato pubblicato con l'intento di riunire, aggiornare e integrare quanto previsto da tutte le precedenti linee guida nazionali e normative vigenti. Le linee guida si compongono di 6 capitoli di 13 allegati.

Il primo ed il secondo capitolo sono dedicati agli aspetti generali della Legionellosi (ovvero fonti di infezione, modalità di trasmissione di *Legionella*, sintomi, etc.) e al funzionamento del sistema di sorveglianza e di indagine epidemiologica.

Il terzo capitolo focalizza l'attenzione sul protocollo di controllo del rischio Legionellosi che si fonda su 3 fasi sequenziali tra loro correlate, ovvero:

- valutazione del rischio;
- gestione del rischio;
- comunicazione del rischio.

Nel capitolo vengono fornite le istruzioni per l'effettuazione della valutazione del rischio e se ne dispone l'obbligatorietà nelle strutture con impianti a rischio Legionellosi quali strutture turistico-ricettive, stabilimenti termali e strutture sanitarie.

Il quarto capitolo è dedicato ai metodi di prevenzione e di controllo della contaminazione da Legionella da adottarsi in un sistema idrico.

Le misure, suddivise in due categorie principali, misure a breve termine e misure a lungo termine, vengono descritte in modo puntuale nell'allegato 13 delle linee guida. Gli ultimi due capitoli trattano rispettivamente le indicazioni per la progettazione, la realizzazione e la gestione di diverse tipologie di impianti a rischio (idro-sanitari, aeraulici, termali e di raffreddamento a torri evaporative), ed il rischio Legionellosi correlato a specifiche attività professionali.

Nel quinto capitolo meritano evidenza le istruzioni riportate al p.to 5.2 per la realizzazione di impianti idro-sanitari, da applicarsi in tutte le strutture di nuova edificazione ed in quelle soggette a ristrutturazione totale, che prevedono:

- le reti idriche devono essere realizzate nel modo più lineare possibile e prive di rami ciechi o di zone senza circolazione di acqua;
- i boiler e i serbatoi di accumulo devono essere ispezionabili e dotati di un rubinetto sul fondo per lo spurgo del sedimento; un secondo rubinetto per il prelievo di campioni d'acqua deve essere previsto ad un'altezza non superiore ad 1/3 di quella dei serbatoi qualora il primo rubinetto non risulti adatto allo scopo;
- i materiali utilizzati nella realizzazione degli impianti devono avere caratteristiche tali da consentire i trattamenti di disinfezione;
- negli impianti centralizzati viene raccomandata la realizzazione di un sistema di ricircolo utile a garantire nella rete idrica una temperatura dell'acqua non inferiore ai 50°C, pertanto negli impianti centralizzati con sistema di ricircolo la temperatura dell'acqua deve risultare non inferiore ai 60°C nei serbatoi di accumulo e non inferiore ai 50°C alla base delle colonne di ricircolo;
- al fine di prevenire le ustioni, devono essere installati dei dispositivi per la miscelazione collocati in corrispondenza dei punti di erogazione o al più ad una distanza di 2 metri da questi ultimi.

Le disposizioni dettate dalle linee guida sono applicabili in regime di obbligatorietà soltanto in impianti siti presso attività lavorative, e appaiono limitate soprattutto per quanto è inerente alla gestione degli impianti.

3. Linee guida internazionali per la prevenzione ed il controllo della legionellosi

In ambito internazionale diversi paesi hanno adottato linee guida e/o disposizioni legislative in merito alla realizzazione e alla gestione degli impianti al fine della prevenzione ed il controllo della proliferazione di Legionella.

In particolare, sono state esaminate le indicazioni per il controllo della proliferazione di Legionella negli impianti ad uso civile privato utilizzate in Germania, nel Regno Unito, negli Stati Uniti e in Australia, ritenute tra le diverse esaminate le più dettagliate, al fine di individuare possibili strategie applicabili, nella medesima tipologia di impianti, nel nostro paese.

Di seguito vengono evidenziati sinteticamente gli aspetti di particolare rilevanza delle disposizioni estere considerate.

Le disposizioni vigenti in Germania si concentrano sull'importanza di un adeguato flusso di ricircolo dell'acqua calda sanitaria e sulla corretta manutenzione generale degli impianti e, inoltre, pongono particolare attenzione alla gestione e alla manutenzione degli impianti solari termici integrati ai sistemi di riscaldamento, con specifica considerazione dei collettori solari, della corretta pulizia e disinfezione e dei serbatoi di accumulo. Su quest'ultimo aspetto meritano menzione le linee guida per la gestione dei serbatoi di accumulo di acqua calda, Technische Regel für Trinkwasser-Installationen (TRWI), che richiedono la pulizia regolare dei serbatoi, il monitoraggio dei livelli di Legionella e l'implementazione di misure di sicurezza, come l'isolamento termico e la disinfezione periodica dell'acqua. La temperatura dell'acqua calda sanitaria dovrebbe essere mantenuta tra 55°C e 60°C.

Le linee guida del Regno Unito si concentrano sulla progettazione, l'installazione e la gestione degli impianti al fine di prevenire la proliferazione di Legionella. Sono incoraggiate le pratiche di progettazione che riducono la formazione di punti morti e garantiscono un flusso adeguato dell'acqua oltre che l'utilizzo di apparecchiature che limitano la crescita di biofilm al loro interno. Nel Regno Unito, di particolare rilievo si riscontrano le linee guida fornite dall'Health and Safety Executive (HSE), descritte nel documento di riferimento HSG274. Queste linee guida offrono indicazioni specifiche sulla pulizia, la disinfezione e la manutenzione dei serbatoi di accumulo di acqua calda per prevenire la proliferazione di legionella. Viene raccomandata una temperatura di mandata per l'acqua calda sanitaria tra i 50°C e i 60°C.

Negli Stati Uniti le raccomandazioni applicate si basano su standard e linee guida pubblicate da organizzazioni come ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers) e CDC (Centers for Disease Control and Prevention). Le linee guida enfatizzano l'importanza della progettazione, installazione e manutenzione adeguata degli impianti idrici e incoraggiano misure preventive come la pulizia regolare degli impianti, il controllo del biofilm e la corretta gestione dei serbatoi di accumulo. La temperatura raccomandata per l'acqua calda sanitaria varia tra i 49°C e i 60°C.

In Australia, trattandosi di uno stato federale, le linee guida sono fornite dagli Health Department o dalle Health Authority a cui si aggiungono disposizioni specifiche dettate dai diversi Stati o Territori. In via generale, tutte le disposizioni legislative e tutte le linee guida vigenti nei diversi territori australiani rivolgono attenzione al monitoraggio dei sistemi di acqua calda sanitaria e alla prevenzione delle contaminazioni attraverso la pulizia e la disinfezione periodica degli impianti. Nelle diverse disposizioni viene sottolineata l'importanza di una corretta progettazione e manutenzione degli impianti e la necessità di un sistema di ricircolo per evitare punti morti e garantire un flusso adeguato dell'acqua. I serbatoi di accumulo dell'acqua calda sanitaria devono essere sottoposti a disinfezione regolare utilizzando metodi appropriati, come l'uso di cloro o altri agenti disinfettanti. In Australia viene infine raccomandato il mantenimento della temperatura dell'acqua calda sanitaria tra i 60°C e i 65°C e viene consigliato un monitoraggio regolare della temperatura dell'acqua e un controllo dei sistemi di ricircolo al fine di garantire sia il rispetto dei valori di temperatura che il corretto funzionamento degli impianti.

4. Linee guida per il controllo della Legionella del South Australia

Tra le diverse linee guida per il controllo della Legionella vigenti in Australia è stato posto particolare interesse all'analisi delle "Guidelines for the control of Legionella in Manufactured water system in South Australia", Revised 2013, poiché risultate più complete e di particolare interesse per quanto concerne le strutture private residenziali. Le linee guida forniscono indicazioni su sistemi ed impianti di acqua calda, oltre che su sistemi di raffreddamento ad acqua, e sono strettamente correlate alle norme nazionali australiane AS/NZS 3666 a cui tutti gli impianti, di nuova costruzione o modificati, devono comunque essere conformi. Le linee guida oltre a definire ruoli e responsabilità delle figure coinvolte nella realizzazione e gestione degli impianti, forniscono indicazioni in merito a:

- progettazione, installazione e messa in servizio degli impianti;
- funzionamento e manutenzione dei sistemi idrici;
- test microbiologici per il rilevamento e monitoraggio della Legionella da effettuarsi sugli impianti;
- procedure di decontaminazione da effettuarsi sugli impianti;
- manuali d'uso e manutenzione e registri di manutenzione degli impianti.

Focalizzando l'attenzione sugli impianti ad acqua calda, questi vengono considerati nel documento di due tipologie:

- Impianti di tipo A, costituiti da un sistema idrico che distribuisce o ricircola acqua calda ad una temperatura di 60°C, tipicamente utilizzati per fornire acqua riscaldata negli edifici per diversi scopi (ad es. bagni o pulizie);
- Impianti di tipo B, costituiti da un sistema idrico che distribuisce o ricircola acqua calda ad una temperatura di 45°C, tipicamente utilizzati in strutture di assistenza

come ospedali, centri per la prima infanzia, scuole primarie e secondarie, case di cura e altre strutture sanitarie.

Relativamente alla progettazione, installazione e messa in servizio degli impianti, il testo dà disposizioni sia di carattere generale, da applicarsi a tutti gli impianti, e sia di tipo specifico, da applicarsi alle diverse tipologie di impianto. In via generale, la messa in servizio di ogni impianto deve prevedere un'accurata pulizia e la fornitura di manuali e registri di manutenzione. La progettazione di un impianto deve prevedere una serie di valutazioni preliminari come l'individuazione del corretto posizionamento delle componenti, che deve tener conto dell'accessibilità e delle problematiche correlate ad operazioni di pulizia e di disinfezione. Nella definizione di un impianto ad acqua calda, inoltre, devono essere utilizzate componenti aventi caratteristiche di resistenza alla corrosione e alle condizioni dettate tanto dalla qualità dell'acqua utilizzata nell'impianto quanto dalle sostanze chimiche che potranno essere utilizzate nei trattamenti di disinfezione. Devono anche essere evitati i rami ciechi e, nel caso di modifiche, questi devono essere rimossi se presenti. Le condutture di derivazione non devono avere lunghezza superiore ai 6 metri, così come le tubazioni a valle di dispositivi termostatici di miscelazione.

Per gli impianti di tipo A, di interesse del presente lavoro, per inibire lo sviluppo di Legionella, nei serbatoi di accumulo il fluido deve essere mantenuto ad una temperatura sempre superiore ai 60°C. Negli accumuli e nei riscaldatori, inoltre, deve essere impedita la stratificazione della temperatura del fluido; a tal fine, per tali attrezzature, deve essere previsto l'utilizzo di un agitatore o, in alternativa, l'installazione di un sistema di ricircolo/miscelazione. Il programma di manutenzione deve prevedere ispezioni almeno mensili con misurazione della temperatura dell'acqua in corrispondenza dei sistemi di accumulo e di tutti i punti di erogazione; nel caso di punti di erogazione poco utilizzati, questi devono essere sciacquati a pieno flusso per almeno 15 secondi. Almeno ogni 12 mesi, inoltre occorre che vengano effettuate:

- una manutenzione secondo le indicazioni del fabbricante con successiva decontaminazione prima della rimessa in servizio (con soluzione di cloro o pastorizzazione) dei dispositivi di controllo della temperatura, compresi miscelatori e valvole miscelatrici;
- una decontaminazione delle tubazioni poste a valle dei dispositivi di cui sopra.

5. Linee guida per il controllo della Legionella del UK

Sono risultate di particolare interesse anche le disposizioni inglesi dettate dalle HSG274 Parte 2 (ed. 2014), che vengono applicate sia agli impianti idrici presenti nei luoghi di lavoro ad alto rischio, quali strutture sanitarie, case di cura, case residenziali etc. e sia agli impianti ad uso domestico.

Il documento fornisce informazioni dettagliate:

- sulle tipologie di impianti per acqua fredda e calda;

- sulla progettazione degli impianti e sulle caratteristiche delle loro componenti;
- sulle procedure per la messa in servizio degli impianti;
- sulle modalità di esecuzione e sugli aspetti da considerare nella valutazione del rischio Legionella da effettuarsi sugli impianti;
- sulle procedure di monitoraggio e controllo degli impianti;
- sui metodi di disinfezione;
- sulle procedure da applicare in caso di riscontro di focolai di Legionella.

Nella fase di progettazione di un impianto, oltre ad aspetti di carattere generale come la qualità dell'acqua da utilizzare o le situazioni che possono portare a stagnazione del fluido termovettore, le linee guida invitano il progettista a valutare:

- i sistemi di accumulo da installare strettamente necessari, che non devono essere eccessivi rispetto alle necessità;
- le componenti e i punti di erogazione dell'impianto che non devono essere causa di tratti di impianto in cui si verificano ristagni d'acqua;
- le temperature di esercizio nelle diverse parti dell'impianto che non devono favorire lo sviluppo della Legionella;
- i materiali impiegati per le componenti di impianto che non devono favorire la crescita microbica o la manifestazione di fenomeni corrosivi, anche in relazione alla qualità dell'acqua utilizzata;
- la collocazione delle componenti di impianto che devono risultare facilmente accessibili e ispezionabili, oltre che favorire tanto le operazioni di manutenzione quanto le operazioni di pulizia e disinfezione;
- l'utilizzo di raccordi e tubazioni flessibili che sono indicati come da evitare (se non strettamente necessari) in impianti considerati ad alto rischio.

Da un punto di vista tecnico, e in particolare negli impianti ad acqua calda, il progettista deve inoltre rispettare le seguenti indicazioni:

- la temperatura dell'acqua deve risultare non inferiore ai 60°C in corrispondenza delle mandate di generatori e serbatoi di stoccaggio, e non inferiore ai 50°C (55°C per locali ad uso sanitario) in corrispondenza dei ritorni ai serbatoi di accumulo;
- devono essere predisposti apparecchi per la misurazione della temperatura sulle mandate e sui ritorni dei bollitori oltre che alla base di questi ultimi;
- le tubazioni di erogazione dell'acqua devono avere una lunghezza il più possibile limitata e devono essere coibentate al fine di garantire una temperatura di uscita dell'acqua pari ad almeno 50-55°C;
- nel caso di utilizzo di più bollitori per ACS, questi devono essere sempre collegati in parallelo e in modo da garantire una temperatura di mandata dell'acqua di 60°C;
- i sistemi di intercettazione o le pompe presenti sul circuito devono essere posizionati in modo da risultare facilmente monitorabili e da non generare tratti di circuito in cui il fluido permanga in stagnazione in caso di guasto;
- i vasi di espansione eventualmente presenti devono:

- essere dimensionati in modo da favorire il flusso d'acqua all'interno o minimizzare il volume d'acqua trattenuto all'interno;
- essere collocati in aree sufficientemente fresche;
- essere installati su tratti di tubazione a fluido freddo e possibilmente in corrispondenza dell'ingresso della rete idrica;
- essere installati verticalmente sulle tubazioni al fine di evitare l'accumulo di detriti;
- essere corredati di una valvola che ne consenta l'intercettazione e lo svuotamento al fine di permettere interventi di pulizia e manutenzione;
- essere preferibilmente con un design a "flusso passante", che garantisce minore possibilità di ristagno dell'acqua, come nell'ultimo caso della Figura 2.

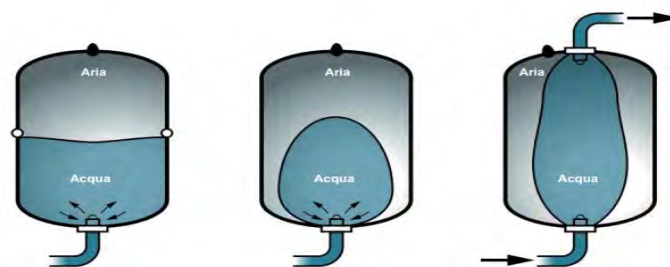


Figura 2. Vasi di espansione

- per i bollitori a riscaldamento indiretto (Figura 3), poiché in questi recipienti l'acqua fredda entra tipicamente alla base del bollitore, creando un'area sotto la serpentina dove la temperatura iniziale dell'acqua miscelata può favorire la crescita microbica, si deve evitare tale stratificazione mediante l'installazione di una pompa di ricircolo temporizzata, per far circolare l'acqua dalla parte superiore del boiler alla base durante il periodo di minore richiesta. La pompa di circolazione dovrebbe essere attivata quando la domanda di ACS è al minimo e di conseguenza probabilmente la temperatura all'interno del bollitore è massima, condizione che spesso si verifica durante le prime ore del mattino. Il generatore di calore deve essere funzionante mentre la pompa di ricircolo è attiva per garantire il raggiungimento di una temperatura di almeno 60 °C in tutto il serbatoio per almeno un'ora al giorno. Inoltre, il collegamento della tubazione di ritorno della pompa di ricircolo dovrà essere collegata il più in basso possibile sul bollitore. In alternativa alla pompa di ricircolo, alcuni bollitori sono dotati di serpentine estese fino alla base per favorire la miscelazione convettiva durante il riscaldamento. Il particolato può accumularsi alla base del bollitore, quindi il design deve includere una valvola di scarico facilmente accessibile.

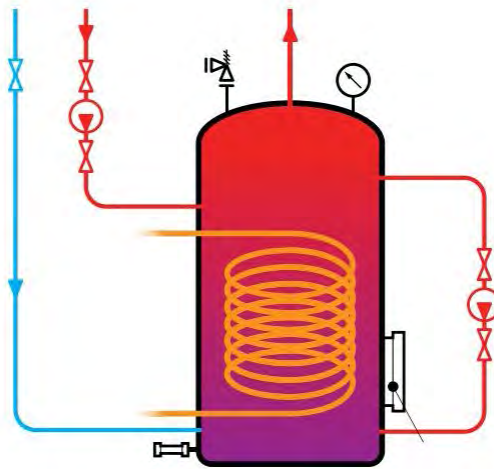


Figura 3. Bollitore a riscaldamento indiretto

- nei bollitori collegati a sistemi di riscaldamento con pannelli solari (Figura 4), che hanno due serpentine di riscaldamento, una alimentata dalla fonte di calore convenzionale (caldaia, scambiatore di calore, etc.) e una dai pannelli solari, il serpentino solare è solitamente posizionato nella parte inferiore del bollitore e viene utilizzato per preriscaldare il "volume solare dedicato", ovvero il volume d'acqua che può essere riscaldato solo dall'apporto solare, invece il serpentino collegato al generatore di calore è montato sopra il serpentino solare e pertanto riscalda a 60°C solo l'acqua presente nella parte superiore del bollitore. Pertanto, come per i bollitori convenzionali, anche in questo caso si creerà una stratificazione della temperatura dell'acqua contenuta nel bollitore che fornisce condizioni favorevoli per la crescita microbica, inclusa Legionella, alla base del recipiente; inoltre, nei periodi in cui la produzione di calore dai pannelli solari è minima, potrebbe addirittura esserci un volume maggiore di acqua a una temperatura ridotta, rispetto ai sistemi convenzionali. Ne deriva che questi sistemi devono essere progettati in modo tale che la temperatura dell'acqua calda nel bollitore non sia compromessa durante i periodi in cui vi è poca produzione di calore dai pannelli solari. Se il serpentino solare non genera temperature tali da provocare l'inattivazione termica del batterio della legionella e il tempo di permanenza dell'acqua a contatto con il serpentino della caldaia a 60°C è inferiore a quello necessario per effettuare l'inattivazione termica, deve essere previsto un ulteriore livello di controllo. Ad esempio, deve essere presa in considerazione la programmazione della serpentina della caldaia per riscaldare l'intero contenuto del serbatoio dell'acqua calda solare una volta al giorno, preferibilmente durante il periodo in cui vi è poca richiesta di acqua calda. Inoltre può essere utilizzata una pompa di ricircolo per spostare l'acqua calda dalla parte superiore del bollitore alla base, tuttavia non dovrebbe essere utilizzata continuamente ma per circa un'ora al giorno e controllata mediante un orologio. Laddove il controllo della

temperatura all'interno del bollitore non viene garantito, devono essere prese in considerazione misure alternative come l'uso di biocidi appropriati.

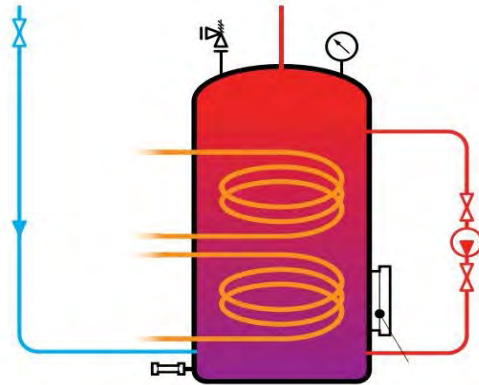


Figura 4. Bollitore a riscaldamento solare

6. Conclusioni

Dai sopralluoghi condotti in campo è emerso che la soluzione impiantistica prescelta, per la quasi totalità degli impianti per la produzione ACS ad uso domestico, alimentati da generatore di calore a gas metano ed integrati da impianto solare termico, presenta dei rischi legati alla proliferazione di Legionella all'interno dei bollitori, dovuti essenzialmente ad una cattiva gestione dello shock termico in termini di periodicità e durata e ad un inadeguato sistema di ricircolo. Poiché la normativa italiana vigente è obbligatoria per i soli impianti a servizio dei luoghi di lavoro o di strutture soggette a rischi particolari quali ospedali, case di cura, impianti termali etc. mentre per gli impianti civili ad uso privato non esistono delle linee guida specifiche, è stato condotto uno studio delle linee guida internazionali. Tra queste sono risultate particolarmente efficaci e dettagliati gli accorgimenti impiantistici previsti dalle linee guida del South Australia e dalla HSG274 inglese. In entrambi i casi viene posta un'attenzione particolare al sistema di ricircolo/miscelazione del bollitore ACS, che deve impedire che al suo interno l'acqua si stratifichi secondo temperatura, generando una zona inferiore a rischio proliferazione di Legionella. Inoltre, nelle linee guida del Regno Unito si fa riferimento anche al vaso di espansione a servizio del bollitore ACS che può esso stesso rappresentare un punto di proliferazione batterica. In conclusione, si auspica che le linee guida nazionali vengano estese agli impianti ad uso civile privato ed implementate con accorgimenti tecnici atti a prevenire la proliferazione di Legionella anche in tale tipologia di impianti.

Bibliografia

- [1] d.m. 01/12/1975 e Raccolta R ed.2009.
- [2] d.lgs. del 09/04/2008 n. 81 e Accordo Stato Regioni n.79/CSR del 7 maggio 2015.
- [3] AS/NZS 3666. Air-handling and water systems of buildings – Microbial control. Standards Association of Australia.

- [4] Guidelines for the control of Legionella in Manufactured Water Systems in South Australia. Health Protection Programs, Public Health Services, Public Health and Clinical Systems, Department for Health and Ageing. Rev. 2013.
- [5] HSG274 part 2: Legionnaires' disease: The control of legionella bacteria in hot and cold water systems. HSE. 2014.
- [6] ASHRAE Guideline 12-2000: Minimizing the Risk of Legionellosis Associated with Building Water Systems. ASHRAE Standard Project Committee 12-2000. 2000.

Sicurezza nell'utilizzo di serbatoi GPL

M. del Gaudio¹, R. Modestino¹, C. Festa², J. Pardi³

¹ Inail - Uot di Avellino

² Comando VV.F. di Avellino

³ Ennergas Q8 S.p.A.

Abstract

Nelle aree non raggiunte da reti di gas metano vengono normalmente installati serbatoi di gas GPL riforniti periodicamente con autocisterne. Il serbatoio può essere esterno oppure interrato e viene normalmente messo a disposizione in comodato dall'azienda fornitrice del gas che provvede all'installazione e garantisce la manutenzione e le verifiche di sicurezza necessarie.

L'installazione di serbatoi di GPL prevede un iter burocratico ormai standardizzato ma, nonostante ciò, alcuni infortuni occorsi agli addetti durante l'utilizzo hanno dimostrato che non sempre la correttezza dei documenti garantisce la sicurezza degli impianti.

Con questo lavoro si vuole ribadire quale è il corretto iter autorizzativo cercando di evidenziare le criticità, spesso causa di incidenti, e evidenziare il contributo che può dare l'utilizzatore finale al fine di aumentare l'utilizzo in sicurezza dell'impianto.

Keywords: serbatoi, gpl, sicurezza.

1. Introduzione

L'impianto di stoccaggio del GPL è costituito essenzialmente da uno o più serbatoi, progettati e costruiti secondo quanto previsto dalla Direttiva Europea 2014/68/UE sugli apparecchi a pressione. I serbatoi, a seconda delle caratteristiche costruttive, possono essere interrati (collocato totalmente sotto il piano di campagna), ricoperti (collocato totalmente o parzialmente sopra il piano di campagna) o fuori terra.

Generalmente il serbatoio di GPL viene concesso in comodato d'uso gratuito dal fornitore, oppure il serbatoio può essere di proprietà dell'utilizzatore. In base alla scelta effettuata dall'utilizzatore finale si possono individuare le figure responsabili della gestione dell'impianto, della sua manutenzione e degli aspetti legati alla sicurezza. Generalmente la concessione in comodato d'uso è la più frequente. In questo caso sarà il fornitore a seguire tutto l'iter di installazione e manutenzione periodica dell'impianto come previsto dal comma 4 dell'art. 10 del Decreto Legislativo 11 febbraio 1998 n° 32, modificato dall' art. 5 del D.Lgs. 8 settembre 1999, n° 346, che prevede che le aziende distributrici di GPL assicurino i servizi di installazione e di manutenzione riforniti, rilasciando apposita certificazione ai sensi del D.M. Sviluppo Economico n° 37 del 22 gennaio 2008 che sostituisce gli adempimenti dettati dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990. Il medesimo riferimento normativo prevede inoltre la

possibilità che "Gli utenti possono richiedere la medesima certificazione a uno dei soggetti previsti dal D.M. S.E. n° 37/2008 (già Legge n° 46/1990), anziché alle aziende distributrici, esonerandole espressamente".

2. Gli adempimenti relativi alla installazione degli impianti di stoccaggio gpl

2.1 Adempimenti antincendio

Il GPL è un fluido caratterizzato da un'elevata infiammabilità; è costituito da una miscela di idrocarburi formata principalmente da propano e butano e di per sé è inodore, ma viene addizionato con odorizzanti caratteristici onde rendere immediatamente avvertibili perdite anche di piccole entità.

IL GPL miscelato con l'aria in determinate proporzioni, forma una "miscela esplosiva" che si accende istantaneamente se si raggiunge la "temperatura di accensione" corrispondente a 515°C.

In condizioni ambientali affinché si generi l'accensione della miscela GPL/aria è necessario, quindi, un innesco che può essere di vario tipo ossia, a titolo esemplificativo e non esaustivo si menzionano, una scintilla, una fiamma, un corpo incandescente o una resistenza elettrica accesa.

L'accensione di una miscela di questo tipo ha carattere esplosivo e se si verifica all'interno di un locale chiuso può determinare un'onda di pressione o onda d'urto capace di causare il crollo strutturale di edifici oppure anche soltanto di parti di essi (ad es. pareti o soffitti).

In relazione ai sopra rappresentati rischi, anche se l'art. 17 del D.Lgs. n° 128 del 22 febbraio 2006 connota ai fini urbanistici l'installazione dei serbatoi di GPL come "edilizia libera", quindi soggetta alla sola comunicazione, l'installazione dei serbatoi per GPL è soggetta al controllo del C.N.VV.F. e soggiace al rispetto di specifiche procedure e normative antincendio.

Ai fini della prevenzione di tali eventi e scenari incidentali trova applicazione lo specifico D.M. Interno 14 maggio 2004 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 m³ " (come modificato dal D.M. Interno 14 marzo 2014), nonché il D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151 anche nei contesti più articolati e complessi presenti in tutte le attività soggette al controllo del C.N.VV.F. ai fini della prevenzione incendi così come elencate nell'Allegato I al predetto decreto. Nell'allegato I al D.P.R. n° 151/2011 i serbatoi con capacità uguale o **superiore a 0,3 m³**, vengono classificati in 3 categorie in base al loro volume:

1. Categoria A:

depositi di GPL **fino a 5 m³**

2. Categoria B:

depositi di GPL **da 5 m³ fino a 13 m³**

3. Categoria C:

depositi di GPL **oltre i 13 m³**

Partendo da questa categorizzazione, è possibile citare gli adempimenti antincendio da osservare per mantenere in sicurezza sia la zona di installazione del serbatoio che i relativi impianti da esso alimentati: per legge il proprietario del serbatoio (o in alternativa, in caso di comodato d'uso, il fornitore), deve presentare la "Segnalazione Certificata di Inizio Attività (SCIA) ai fini della sicurezza antincendio" al Comando provinciale dei Vigili del Fuoco competente per territorio, che costituisce una certificazione attestante che il serbatoio Gpl rispetta le regole ed i requisiti di prevenzione incendi.

Punto	attività	Obblighi
Punto 4 sottocategoria 3 Categoria A dell'Allegato I al d.P.R. n° 151/2011	attività dove il serbatoio ha una capacità geometrica da 0,3 m ³ fino a 5 m ³	. soggiace all'obbligo di presentazione della SCIA, ai sensi dell'art. 4 del D.P.R. n° 151/2011, conseguentemente alla quale può darsi corso all'inizio dell'esercizio dell'attività.
Punto 4 sottocategoria 5 Categoria B dell'Allegato I al d.P.R. n° 151/2011	attività dove il serbatoio ha una capacità geometrica da 5 m ³ e fino a 13 m ³	. soggiace all'obbligo di richiedere la valutazione progetto, ai sensi dell'art. 3 del D.P.R. n° 151/2011, per ricevere il parere di conformità favorevole dal Comando dei Vigili del Fuoco per presentare la SCIA, ai sensi dell'art. 4 del D.P.R. n° 151/2011, una volta acquisito il parere favorevole sul progetto ed ultimati i lavori.
Punto 4 sottocategoria 7 Categoria C dell'Allegato I al d.P.R. n° 151/2011	attività dove il serbatoio ha una capacità geometrica superiore ai 13 m ³	. soggiace all'obbligo di richiedere la valutazione progetto, ai sensi dell'art. 3 del D.P.R. n° 151/2011, per ricevere il parere di conformità favorevole dal Comando dei Vigili del Fuoco per presentare, una volta acquisito il parere favorevole sul progetto ed ultimati i lavori, la SCIA, ai sensi dell'art. 4 del D.P.R. n° 151/2011. In questo caso, il Comando dei Vigili del Fuoco entro 60 giorni dall'avvenuta presentazione ossia ricezione della istanza effettuerà un sopralluogo per eseguire i controlli di conformità; in caso di esito positivo a seguito del sopralluogo, Il Comando VV.F. rilascia il Certificato di Prevenzione Incendi.

Tabella 1. Classificazione D.P.R. n° 151/2011

È utile porre in risalto, per sgomberare il comune pensare da ogni sorta di interpretazione o impropria considerazione, che la su indicata classificazione in Categorie A, B e C, deriva ed è frutto di quanto sancito dall'art. 2 comma 3. del d.P.R. n° 151/2011 il cui testo per celerità di consultazione si ritrascrive nel seguito: "Le attività sottoposte ai controlli di prevenzione incendi si distinguono nelle categorie A, B e C, come individuate nell'Allegato I, in relazione alla dimensione dell'impresa, al settore di attività, alla esistenza di specifiche regole tecniche, alle esigenze di tutela della pubblica incolumità".

Ebbene nel caso dei serbatoi per GPL l'esistenza di una specifica regola tecnica (ndr, D.M. Interno 14/05/2004 modificato/integrato dal D.M. Interno 14/03/2014), che regola attività di tale tipo, appare senza dubbio l'elemento principe che fa ricondurre tale deposito di gas (liquefatto), altamente infiammabile, nella Categoria A seppure limitatamente ai serbatoi di capacità geometrica fino a 5 m³, mentre nel caso di capacità geometriche superiori (dai 5 m³ ai 13 m³ od anche superiori ai 13 m³) rientra rispettivamente nelle Categorie B e C; classificazioni queste ultime che appare verosimile siano state concepite dal legislatore in relazione alla dimensione dell'impresa ed alle esigenze di tutela della pubblica incolumità, in quanto i depositi GPL di maggiori dimensioni asservono, di regola, attività più complesse come utenze industriali, luoghi di lavoro oppure edifici plurifamiliari e non singole utenze in fabbricati non plurifamiliari come invece avviene nella stragrande maggioranza dei casi di installazione di serbatoi fino a 5 m³.

Non certamente può semplicisticamente valutarsi in materia di prevenzione incendi, un'attività a rischio basso sol perché classificata in Categoria A; difatti, per un deposito di GPL (da 0,3 m³ e fino a 5 m³) in relazione al potenziale rischio di esplosione in caso di fuoriuscita di gas, non può escludersi che possa creare atmosfere potenzialmente esplosive che qualora innescate da una sorgente di accensione rendano elevata la possibilità di un danno atteso, ossia prevedibile, significativo finanche in termini di perdita di vite umane oltre che di beni.

2.2 Denuncia di messa in servizio

Per questa tipologia di attrezzatura, trattandosi di recipienti a pressione che soggiacciono anche alla Direttiva PED, l'esonero delle verifiche è concesso dall'ISPESL/INAIL (art. 9 del D.M. 21/05/1974) limitatamente alle sole verifiche di funzionamento biennali previste dall'art. 13 D.M. n° 329/2004.

Rimane in ogni caso l'obbligo della verifica di integrità (decennale).

La disciplina degli esoneri è la seguente:

- Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico, 29 febbraio 1988, "Norme di sicurezza per la progettazione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 5 m³" (G.U. 9 marzo 1988 n° 57);
- Decreto del Ministero delle Attività Produttive, 23 settembre 2004, "Modifica del decreto del 29 febbraio 1988, recante norme di sicurezza per la progettazione,

l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas, di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 5 m³ e adozione dello standard europeo europeo UNI EN 12818 per i serbatoi di gas di petrolio liquefatto di capacità inferiore a 13 m³. (G.U. Serie Generale n° 243 del 15/10/2004).

Nel 2019 lo standard UNI EN 12818 è stato sostituito dalla norma UNI EN 12817 "Ispezione e riqualifica dei serbatoi per gas di petrolio liquefatti (GPL) di capacità geometrica minore o uguale a 13 m³".

3. I dispositivi di regolazione, controllo e sicurezza a corredo del serbatoio

L'analisi dei rischi di un impianto di stoccaggio gpl non può che partire dalla descrizione dei dispositivi di sicurezza di uno schema classico d'impianto.

Per quanto concerne la fabbricazione immissione sul mercato del serbatoio possono presentarsi diversi casi:

- Serbatoi fabbricati in accordo alla vecchia normativa nazionale, collaudati ex ISPESL, che potevano essere commercializzati fino alla data del 29/05/2002 ed essere messi in servizio anche dopo tale data.
- Serbatoi fabbricati in accordo alla Direttiva PED e marcati CE come attrezzature a pressione.
- Serbatoi fabbricati in accordo alla Direttiva PED e marcati CE come insiemi con i relativi accessori a corredo (accessori a pressione ed accessori di sicurezza).
- Serbatoi fabbricati in accordo alla vecchia normativa nazionale collaudati ex ISPESL, ricertificati in accordo alla Direttiva PED (tramite Organismi Notificati) e marcati CE come insiemi con i relativi accessori a corredo (accessori a pressione ed accessori di sicurezza).

Sul serbatoio è posizionata una targa identificativa sulla quale sono riportati tutti i dati caratteristici del serbatoio e il marchio CE identificativo dell'organismo notificato che ha effettuato la verifica di conformità.

Il serbatoio è equipaggiato con la seguente strumentazione per l'esercizio, controllo, sicurezza:

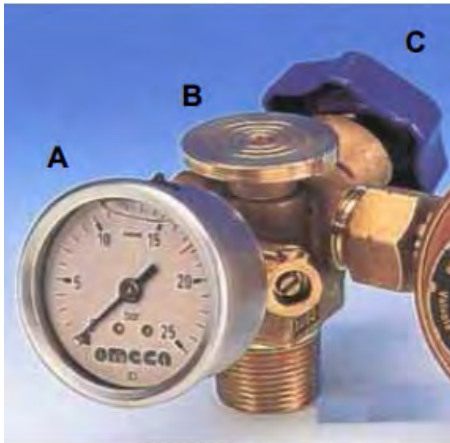
- 1 Valvola di riempimento



Progettata con lo scopo di permettere il rifornimento di gpl, superiormente presenta una filettatura idonea per l'allacciamento della manichetta di travaso, mentre inferiormente è presente un otturatore in posizione normalmente chiusa. All'atto del rifornimento, la pressione esercitata dalla pompa di travaso dell'autobotte provoca l'apertura di tale otturatore. Alla fine del riempimento, venendo a mancare la spinta dell'autobotte, l'otturatore di tenuta torna in sede assicurando la chiusura della valvola.

- 2 Gruppo di servizio per erogazione in fase gassosa.

Sul serbatoio è montato un gruppo di servizio che risponde a diverse necessità di esercizio e di sicurezza. Si presenta in un unico blocco ed è formato dai seguenti dispositivi:



- Manometro di controllo (A). La scala di tale strumento di controllo va da 0 a 25 bar, con segno rosso su 17,65 bar corrispondente alla pressione massima di esercizio del piccolo serbatoio.

- Flangia (B) nella quale viene applicato dagli Organi di controllo il manometro campione per il controllo della taratura del manometro (A).

- Valvola di intercettazione sulla linea prelievo (C). Mediante tale valvola è possibile interrompere l'erogazione del gas dal serbatoio. Questa valvola

serve all'utente per la messa in sicurezza dell'impianto (chiusura) in caso di anomalie o al termine della utilizzazione del GPL.

- valvola di eccesso di flusso che ha il compito di bloccare automaticamente l'erogazione del gas nel caso in cui la richiesta di gas diventi immediatamente molto elevata (ad esempio accidentale rottura della tubazione di prelievo).

- valvola di troppo pieno collegata ad un tubetto pescante posto all'interno del serbatoio di lunghezza tale da rilevare il raggiungimento di un grado di riempimento pari all'80%.



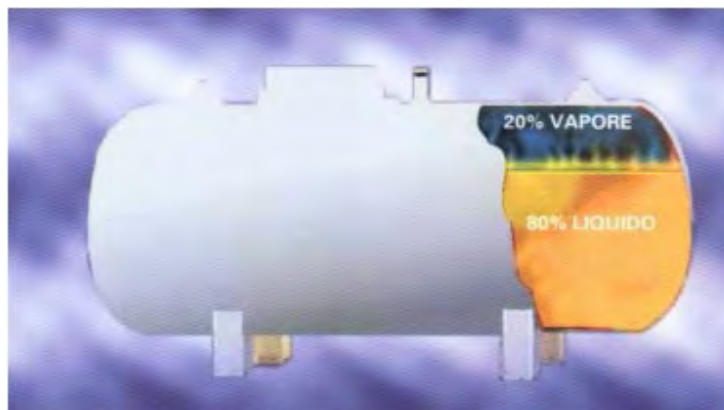
- 3 Prelievo in fase liquida

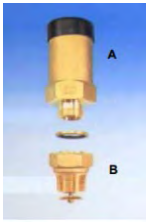
Sul serbatoio è realizzato un attacco, con tubo pescante fino sul fondo del serbatoio, sul quale è posizionata una valvola per il prelievo del gas in fase liquida.

- 4 Indicatore di livello a galleggiante

L'indicatore di livello fornisce in ogni momento la % di GPL in fase liquida contenuto all'interno del serbatoio. Il livello deve essere controllato periodicamente per conoscere la quantità di prodotto stoccato.

Durante il rifornimento l'indicatore di livello deve essere tenuto sotto controllo dall'autista della società distributrice del gas, il quale non dovrà superare il valore massimo dell'80%.





- 5 Valvola di sicurezza con sottovalvola

Scopo della valvola di sicurezza è quello di garantire che all'interno del serbatoio, per qualsivoglia motivo, non si superi la max pressione di esercizio per la quale il serbatoio è stato progettato e realizzato.

4. Misure di sicurezza

4.1 Adempimenti del fornitore

Tutte le parti dell'impianto hanno delle specifiche criticità. Il personale specializzato deve essere opportunamente formato in modo da poter gestire i singoli componenti e comprenderne eventuali malfunzionamenti, fornendo un'adeguata manutenzione periodica agli impianti.

I dispositivi di protezione debbono essere verificati ogni due anni ed il serbatoio ogni dieci anni. In occasione del rifornimento l'addetto (opportunamente formato) può comunque fare delle verifiche come previsto dalla Lettera-Circolare del Dipartimento VV.F. prot. n. 2720 del 07/04/2009 che ammette la possibilità che gli autisti delle autocisterne che provvedono al rifornimento del serbatoio possano rilasciare la certificazione di manutenzione di cui al comma 4. dell'art. 10 del D.Lgs. n° 32/1998 richiamata in introduzione.

In linea con la previsione legislativa appena richiamata l'art. 5 del D.M. Interno 07/08/2012 attribuisce al fornitore, per il tramite del responsabile tecnico dell'azienda di distribuzione del gpl o dell'impresa di manutenzione del deposito (in alternativa da parte di tecnico abilitato) l'onere di redigere una specifica dichiarazione al momento di presentare al Comando provinciale dei VV.F. l'Attestazione di Rinnovo Periodico della Conformità Antincendio, ossia il mod. PIN3.1_GPL_Dichiarazione per Rinnovo (Foto 1), che "sono stati effettuati i controlli di manutenzione in conformità alle normative vigenti" ad ulteriore dimostrazione della significativa valenza assegnata agli aspetti manutentivi.

MOD. PIN3.1_GPL_2018 DICHIARAZIONE PER RINNOVO PAG. 1

Rif. Pratica VV.F. n. _____

AL COMANDO PROVINCIALE DEI VIGILI DEL FUOCO DI _____

DICHIARAZIONE DI AVVENUTA MANUTENZIONE PER DEPOSITI DI G.P.L. IN SERBATOI FISSI DI CAPACITÀ NON SUPERIORE A 5 M³
(art. 5 del Decreto del Ministro dell'Interno 7.8.2012)

Il sottoscritto¹

Cognome _____ nome _____
domiciliato in _____
indirizzo _____ n. civico _____
in qualità di _____ della ditta _____
con sede in _____
indirizzo _____ n. civico _____
c.a.p. _____ comune _____ provincia _____ telefono _____
indirizzo di posta elettronica _____ indirizzo di posta elettronica certificata _____

a seguito dell'incarico conferitogli dal titolare dell'attività di seguito specificata:
Deposito di GPL in n° _____ serbatoi fissi _____²:
- Capacità complessiva (in m³) _____
- Capacità geometrica dei singoli serbatoi (in m³):
• n° _____ serbatoio da _____ m³;
• n° _____ serbatoio da _____ m³;

Individuata al n. 4 sott. 3 cat. A del DPR 01/08/2011 n. 151 non a servizio di attività di cui all'allegato I del predetto Decreto
sita in _____
via - piazza _____ n. civico _____ c.a.p. _____
comune _____ provincia _____ telefono _____

in relazione alla quale è stata presentata Segnalazione Certificata di Inizio Attività³

Data presentazione: _____ a firma di _____ Inscriv. il nominativo del Responsabile dell'Attività _____
Data presentazione: _____ a firma di _____ Inscriv. il nominativo del Responsabile dell'Attività _____

DICHIARA

che per l'attività in premessa indicata sono stati effettuati i controlli di manutenzione in conformità alle normative vigenti.

_____ Data _____
_____ Firma _____
Timbro
Professionale
o dell'Impresa

¹ Indicare una delle voci seguenti:
- responsabile tecnico dell'azienda distributrice di GPL;
- responsabile tecnico dell'impresa di manutenzione del deposito di GPL;
- tecnico abilitato iscritto nel relativo albo professionale.

²
A1: Serbatoio ad asse orizzontale, installato fuori terra;
A2: Serbatoio ad asse verticale, installato fuori terra;
B1: Serbatoio ad asse orizzontale, interrato, con pannello di protezione;
B2: Serbatoio ad asse verticale, interrato, con pannello di protezione;
C1: Serbatoio ad asse orizzontale, interrato con rivestimento con resine epossidiche e protezione catodica;
C2: Serbatoio ad asse verticale, interrato con rivestimento con resine epossidiche e protezione catodica;
D1: Serbatoio ad asse orizzontale, interrato in cassa di contenimento in cemento armato;
D2: Serbatoio ad asse verticale, interrato in cassa di contenimento in cemento armato;
E: Altre (specificare tipologia).

³ certificato di prevenzione incendi per le attività di cui all'art.11, commi 5 e 6, del DPR 01/08/2011 n.151. Può essere indicata, in alternativa, l'ultima attestazione di rinnovo periodico presentata.

DICHIARAZIONE PER DEPOSITI DI GPL IN SERBATOI FISSI DI CAPACITÀ NON SUPERIORE A 5 M³ non a servizio di attività di cui all'allegato I del DPR 01/08/2011 n. 151

Foto 1. Art. 5 del D.M. Interno 07/08/2012 Dichiarazione di avvenuta manutenzione.

Per i serbatoi interrati è importante verificare l'efficienza dell'impianto di protezione catodica che permettono la protezione del serbatoio dalla corrosione. Devono essere rispettate tutte le disposizioni previste dal Titolo II del D.M. Interno 14 maggio 2004 (come modificato dal D.M. Interno 14 marzo 2014) relativi al luogo di installazione, agli elementi pericolosi e alle distanze di sicurezza e protezione. Inoltre, i serbatoi GPL sono soggetti anche alla Direttiva 2014/34/UE (Atex); infatti rientrano nel campo di applicazione di tale direttiva le apparecchiature che da sole o combinate, per via delle potenziali sorgenti di innesco che sono loro proprie, rischiano di provocare un'esplosione. Pertanto, tali attrezzature/insiemi devono

essere conformi anche a questa direttiva e riportare l'appropriata marcatura Ex sulla targa dati.

Tuttavia, la letteratura ci fornisce alcuni spunti di riflessione su incidenti che hanno riguardato questa tipologia di impianti:

- Alcuni incidenti hanno provocato lo scoppio del serbatoio nella fase di carico. Successive indagini hanno evidenziato l'esistenza di cedimenti del serbatoio in prossimità delle linee di saldatura che sono punti che per primi si degradano e pertanto devono essere effettuati dei controlli non distruttivi periodici più specifici, come ad esempio ispezioni con liquidi non penetranti, metodo particolarmente idoneo per evidenziare e localizzare discontinuità superficiali.
- I serbatoi di Gpl sono stati spesso coinvolti in incendi boschivi dato che normalmente sono installati in aree rurali. La presenza di erba secca arbusti ecc. può creare un collegamento diretto e pertanto è sempre necessario mantenere l'area circostante libera da qualsiasi materiale infiammabile. Il D.M. 14 maggio 2004 impone, infatti, che i serbatoi fuori terra debbono aver un'area non minore di 5 m completamente sgombra e priva di vegetazione, mentre vicino ai serbatoi è vietata la presenza di alberi ad alto fusto per un raggio di 5 mt. dal contorno del serbatoio da intendersi come tali le piante che possono sviluppare l'apparato radicale in modo da poter arrecare danni al deposito; per tale motivo può considerarsi un utile riferimento la definizione indicata nella legge Forestale della Regione Marche n. 6 del 23/02/2005 che considera piante ad alto fusto quelle aventi un diametro di almeno 15 cm ad 1.30 mt da terra all'uopo precisando che la valutazione debba avvenire a prescindere dal grado di sviluppo della pianta stessa.
- Una particolare cura bisogna avere per manutenzione delle tubazioni avendo cura di proteggerle da eventuali danneggiamenti. La loro corretta installazione in un terreno sabbioso ad una profondità di almeno 60 cm. dovrebbe favorire, in caso di perdite, la dispersione in aria e scongiurare l'accumulo di sacche di gas.
- Gli incidenti avvenuti all'interno dell'abitazione riguardano normalmente fughe di gas attribuibili a scarsa manutenzione dell'impianto e degli apparecchi utilizzatori. Questi ultimi dovrebbero essere ormai dotati di sistemi automatici di interruzione del flusso in assenza di fiamma (termocoppie). Vale la pena ricordare che l'incendio del Gpl avviene quando c'è una miscela di gas ed aria in cui il Gpl ha una percentuale compresa fra il 2 e l'11 %. Il gas si deposita verso il basso e le zone potenzialmente più a rischio di esplosione sono quelle distanti dal punto di emissione dove la concentrazione può raggiungere i livelli di infiammabilità. Il gas GPL non ha un rischio di tossicità per chi lo inala ma in ogni caso può risultare asfissiante in ambienti confinati stante la caratteristica di stratificare in basso per il suo peso specifico superiore a quello dell'aria.
- È bene ricordare che l'impianto domestico deve sempre essere corredato da una dichiarazione di Conformità rilasciata, ai sensi dell'art. 7 del D.M. Sviluppo

Economico n° 37/2008, dall'installatore che dichiara di aver utilizzato scelte tecniche e materiali conformi alla normativa tecnica di riferimento (ndr, la UNI 7129 e la UNI 7131 riferite agli impianti per uso domestico e similari – vedasi anche Legge n. 1083/1971).

4.2 Accortezze dell'utilizzatore

Sebbene la normativa di riferimento sia molto chiara sulle procedure che un fornitore di impianti di stoccaggio gpl deve seguire per realizzare un impianto sicuro, limitando quasi totalmente gli oneri dell'utilizzatore finale a riguardo, è comunque importante che questi conosca almeno a grandi linee il contesto sia per evitare incidenti sia per un corretto impiego del gas, il suo contributo può infatti essere fondamentale per la corretta gestione del sistema.

In particolare, deve:

- curare che il serbatoio, le valvole di equipaggiamento, i regolatori di pressione non vengano manomessi, sottoposti a urti accidentali o a interventi empirici che ne possono inficiare la funzionalità e la sicurezza;
- evitare qualsiasi intervento, che non sia previsto nelle presenti istruzioni, e nel dubbio, richiedere l'intervento di personale specializzato;
- evitare qualsiasi modifica dell'impianto;
- rispettare le limitazioni previste per l'area immediatamente circostante il serbatoio;
- assicurarsi che la posizione del serbatoio sia chiaramente individuabile e realizzare cordoli di protezione di altezza minima pari a 20 cm nel caso in cui il serbatoio interrato ad una distanza inferiore di 5 metri da aree transitabili da autoveicoli;
- assicurarsi, da parte dell'utente che terminato l'uso del gas, tutti i rubinetti degli apparecchi utilizzatori siano perfettamente chiusi e, se prevede di non doverlo riutilizzare entro breve tempo, chiudere anche le valvole del serbatoio;
- prestare sempre la massima attenzione alle aperture di ventilazione permanente (protette da griglie), poste in alto e in basso della parete perimetrale esterna del locale in cui è installato l'utilizzatore a gpl, che dovranno essere mantenute sgombre ossia non ostruite da mobili, oggetti o quant'altro;
- appurare, se viene rilevata una diminuzione dell'erogazione del gas non dovuta all'esaurimento del prodotto nel serbatoio, che essa non sia cagionata dai bruciatori di utilizzazione sporchi o starati;
- qualora si dovesse rilevare anche un lieve odore di gas nell'ambiente, è necessario arieggiare il locale creare correnti d'aria, ed evitare assolutamente di azionare interruttori elettrici, accendere fiamme o fumare;
- qualora si dovesse rilevare anche un lieve odore di gas nell'intorno del serbatoio, nel caso di serbatoi interrati è necessario arieggiare il pozzetto perché, potrebbe essere saturo di gas dato che il gpl è più pesante dell'aria e tende a depositarsi nelle

cavità. È necessario vigilare e segnalare i pericoli con apposita segnaletica affinché nessuno nelle vicinanze del serbatoio, possa accendere fiamme o fumare;

· periodicamente dovrà far sottoporre da parte di un tecnico specializzato ed abilitato ai sensi del D.M. Sviluppo Economico n° 37/2008 ad una prova a pressione l'impianto per accertarne l'integrità e la tenuta.

L'utilizzatore deve anche accertarsi che l'impianto domestico sia stato realizzato conformemente alle norme vigenti e sia stata rilasciata una dichiarazione di conformità.

Le norme di riferimento per gli impianti per uso domestico e simili sono la UNI 7131:2014 e la UNI 7129:2015 che danno indicazioni sui materiali da utilizzare, la modalità di installazione e le soluzioni tecniche da adottare ai fini della sicurezza.

Degno di nota risulta ciò che viene stabilito dal Dipartimento dei VV.F. nella modulistica SCIA (PIN 2 gpl- 2018 S.C.I.A. le cui immagini si riportano in appresso) che prevede "l'impegno della ditta che fornisce il serbatoio in comodato d'uso ad effettuare i rifornimenti solo previa verifica della corretta manutenzione del serbatoio e della perfetta efficienza e funzionalità dei relativi dispositivi accessori, nonché del possesso, da parte del titolare dell'attività, della documentazione prevista dalle vigenti disposizioni in materia di prevenzione incendi".

La richiamata modulistica prevede altresì che il titolare del serbatoio (colui che lo riceve in comodato d'uso oppure la ditta proprietaria e rifornitrice nel caso di contratto di fornitura) dichiari: "Dichiara, inoltre, che la restante documentazione tecnica e la dichiarazione di conformità di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, dell'impianto utilizzatore sono raccolte in apposito fascicolo, custodito presso l'indirizzo di seguito indicato, e sarà reso prontamente disponibile in occasione dei controlli delle autorità competenti".

MOD. PIN 2_GPL_2018 SCIA PAG. 2

Il sottoscritto dichiara altresì sotto la propria responsabilità civile e penale di essere a conoscenza e di impegnarsi ad osservare gli obblighi connessi con l'esercizio dell'attività previsti dalla vigente normativa, nonché i divieti, le limitazioni e le prescrizioni delle disposizioni di prevenzione incendi e di sicurezza antincendio vigenti disciplinanti l'attività medesima.

Allega la documentazione prevista all'art. 4, comma 5, del Decreto del Ministro dell'Interno 7-8-2012 nonché, in caso di serbatoio concesso in comodato, l'impegno, di cui al riquadro sottostante, a firma della ditta distributrice di GPL.
Dichiara, inoltre, che la restante documentazione tecnica e la dichiarazione di conformità di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, dell'impianto utilizzatore sono raccolte in apposito fascicolo, custodito presso l'indirizzo di seguito indicato, e sarà reso prontamente disponibile in occasione dei controlli delle autorità competenti

Indirizzo: _____ n. civico _____ C.A.P. _____ Comune _____ Provincia _____

MOD. PIN 2_GPL_2018 SCIA PAG. 1

AL COMANDO PROVINCIALE DEI VIGILI DEL FUOCO DI
SEGNALAZIONE CERTIFICATA A INIZIO ATTIVITA'
ALL'INIZIO DELLA SICUREZZA ANTINCENDIO
 (art. 1 del D.M. 10/08/2012)

Il sottoscritto dichiara: **Allega la documentazione prevista all'art. 4, comma 5, del Decreto del Ministro dell'Interno 7-8-2012 nonché, in caso di serbatoio concesso in comodato, l'impegno, di cui al riquadro sottostante, a firma della ditta distributrice di GPL. Dichiara, inoltre, che la restante documentazione tecnica e la dichiarazione di conformità di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, dell'impianto utilizzatore sono raccolte in apposito fascicolo, custodito presso l'indirizzo di seguito indicato, e sarà reso prontamente disponibile in occasione dei controlli delle autorità competenti**

Allegato di riferimento: _____

Attestato di versamento n. _____ del _____ intestato alla
 Evoluzione Provinciale dello Stato s.p.a. _____ con sede in _____
 art. 1 n. _____ art. 2 n. _____ art. 3 n. _____ art. 4 n. _____ art. 5 n. _____ art. 6 n. _____ art. 7 n. _____ art. 8 n. _____ art. 9 n. _____ art. 10 n. _____ art. 11 n. _____ art. 12 n. _____ art. 13 n. _____ art. 14 n. _____ art. 15 n. _____ art. 16 n. _____ art. 17 n. _____ art. 18 n. _____ art. 19 n. _____ art. 20 n. _____ art. 21 n. _____ art. 22 n. _____ art. 23 n. _____ art. 24 n. _____ art. 25 n. _____ art. 26 n. _____ art. 27 n. _____ art. 28 n. _____ art. 29 n. _____ art. 30 n. _____ art. 31 n. _____ art. 32 n. _____ art. 33 n. _____ art. 34 n. _____ art. 35 n. _____ art. 36 n. _____ art. 37 n. _____ art. 38 n. _____ art. 39 n. _____ art. 40 n. _____ art. 41 n. _____ art. 42 n. _____ art. 43 n. _____ art. 44 n. _____ art. 45 n. _____ art. 46 n. _____ art. 47 n. _____ art. 48 n. _____ art. 49 n. _____ art. 50 n. _____ art. 51 n. _____ art. 52 n. _____ art. 53 n. _____ art. 54 n. _____ art. 55 n. _____ art. 56 n. _____ art. 57 n. _____ art. 58 n. _____ art. 59 n. _____ art. 60 n. _____ art. 61 n. _____ art. 62 n. _____ art. 63 n. _____ art. 64 n. _____ art. 65 n. _____ art. 66 n. _____ art. 67 n. _____ art. 68 n. _____ art. 69 n. _____ art. 70 n. _____ art. 71 n. _____ art. 72 n. _____ art. 73 n. _____ art. 74 n. _____ art. 75 n. _____ art. 76 n. _____ art. 77 n. _____ art. 78 n. _____ art. 79 n. _____ art. 80 n. _____ art. 81 n. _____ art. 82 n. _____ art. 83 n. _____ art. 84 n. _____ art. 85 n. _____ art. 86 n. _____ art. 87 n. _____ art. 88 n. _____ art. 89 n. _____ art. 90 n. _____ art. 91 n. _____ art. 92 n. _____ art. 93 n. _____ art. 94 n. _____ art. 95 n. _____ art. 96 n. _____ art. 97 n. _____ art. 98 n. _____ art. 99 n. _____ art. 100 n. _____

Il sottoscritto si impegna ad effettuare i riferimenti solo previa verifica della corretta manutenzione del serbatoio e della perfetta efficienza e funzionalità dei relativi dispositivi accessori, nonché del possesso, da parte del titolare dell'attività, della documentazione prevista dalle vigenti disposizioni in materia di prevenzione incendi.

Il sottoscritto dichiara: **Allega la documentazione prevista all'art. 4, comma 5, del Decreto del Ministro dell'Interno 7-8-2012 nonché, in caso di serbatoio concesso in comodato, l'impegno, di cui al riquadro sottostante, a firma della ditta distributrice di GPL. Dichiara, inoltre, che la restante documentazione tecnica e la dichiarazione di conformità di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, dell'impianto utilizzatore sono raccolte in apposito fascicolo, custodito presso l'indirizzo di seguito indicato, e sarà reso prontamente disponibile in occasione dei controlli delle autorità competenti**

Il sottoscritto si impegna ad effettuare i riferimenti solo previa verifica della corretta manutenzione del serbatoio e della perfetta efficienza e funzionalità dei relativi dispositivi accessori, nonché del possesso, da parte del titolare dell'attività, della documentazione prevista dalle vigenti disposizioni in materia di prevenzione incendi.

DA COMPILARSI OBBLIGATORIAMENTE, A CURA DELLA DITTA DISTRIBUTTRICE DI GPL, IN CASO DI SERBATOIO CONCESSO IN COMODATO

Il sottoscritto _____ in qualità di rappresentante e per conto
 della ditta distributtrice di G.P.L. così individuata:
 _____ C.F./P.L. _____
 con sede _____ codice fiscale o partita iva ditta, impresa, società _____
 Via-piazza _____ n. civico _____ Cap _____

si impegna ad effettuare i riferimenti solo previa verifica della corretta manutenzione del serbatoio e della perfetta efficienza e funzionalità dei relativi dispositivi accessori, nonché del possesso, da parte del titolare dell'attività, della documentazione prevista dalle vigenti disposizioni in materia di prevenzione incendi.

_____ Data _____ Firma del rappresentante della ditta distributtrice _____

Foto 2. Modulistica SCIA (PIN 2 gpl- 2018 S.C.I.A)

Condizioni di esercizio innanzi poste in risalto che laddove (entrambe) rispettate consentono di elevare il grado di sicurezza e di garantirlo nel tempo, mentre di contro laddove disattese anche solo in parte, ad esempio omettendo il controllo sull'avvenuto adempimento di presentazione della SCIA (art. 4 D.P.R. n° 151/2011) rifornendo di GPL ugualmente il serbatoio o di non possesso delle dichiarazioni di conformità (art. 7 D.M. Svil. Econ. N° 37/2008) per gli impianti di utilizzazione asserviti dal serbatoio in questione, costituiscono un rilevante elemento di rischio per la sicurezza antincendio.

Fondamentale, quindi, risulta la sensibilizzazione di tutti gli attori operanti nel campo, nessuno escluso, dalle Ditte proprietarie e fornitrici dei serbatoi, agli installatori degli impianti di adduzione fino agli utenti, affinché venga prestata la giusta attenzione ad ogni singolo adempimento dettato dallo specifico quadro normativo che oltre ogni ragionevole dubbio si fonda sul principio della prudenza definendo la regola dell'arte da rispettare per garantire la incolumità delle persone e la preservazione dei beni; quadro normativo che ritiene prioritaria finanche la raccolta da parte del titolare dell'attività delle dichiarazioni di conformità degli impianti (tutti alimentati dal serbatoio in un apposito fascicolo da custodire e da rendere disponibile in occasione dei controlli delle autorità competenti.

5. Conclusioni

La mera produzione di documenti da parte dei vari soggetti coinvolti non sempre garantisce che l'impianto sia completamente sicuro. È necessario aumentare la consapevolezza di tutti i soggetti coinvolti sulla necessità di rispettare pedissequamente le procedure e le normative vigenti in materia di corretta installazione e manutenzione degli impianti di stoccaggio, prestando particolare attenzione alla documentazione rilasciata dal fabbricante dei vari componenti, come dichiarazione di conformità, targa dati e manuale d'uso, in modo tale da poter anche istruire l'utilizzatore finale su semplici misure di controllo da adottare pur non essendo un esperto del settore.

In tutto questo contesto la somministrazione di informazioni e di una semplice prova d'uso di un estintore portatile agli utenti finali -in un unico incontro di 2/3 ore e per gruppi di 15-16 persone per volta- potrebbe contribuire affinché si riesca a veicolare informazioni ritenute utili per istruire al meglio gli utilizzatori finali sulle procedure di autorizzazione, di installazione, di manutenzione nonché sui rischi e sulle azioni da porre in essere in caso di anomalie di funzionamento e di perdite accidentali di gas compreso l'utilizzo di un estintore portatile. D'altronde non appare ragionevole imporre la collocazione di estintori portatili senza che se ne istruisca all'uso.

6. Bibliografia

[1] C. Piccolo*, J. Pardi**, G. Russo***, D. Salzano****, A. De Cristofaro - L'analisi del rischio di incendio nella installazione dei serbatoi di GPL.

[2] Definizione di un programma di manutenzione in relazione allo stato di conservazione del recipiente Atti safap 2018.

[3] Cannerozzi De Grazia M. - Normative di costruzione ed esercizio per i depositi di GPL fino a 13 m³ e problematiche procedurali d'installazione. Atti SAFAP 2008, Cagliari 12 e 13 giugno 2008.

[4] D.M. 14 Maggio 2004 - Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 m³.

[5] Procedure operative ENER GAS – SGS Edizione Aprile 2016.

[6] d.P.R. 1 agosto 2011, n° 151. Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n° 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122.

Il Technical Repository: modello di gestione digitale di flussi documentali relativi alle attrezzature a pressione

S. Anastasi¹, F. Ceruti¹, P. De Cillis¹, C. La Gioia², R. Modestino³, V. Mordanini⁴, A. Nebbioso¹, L. Ricciardi¹

¹ Inail – Dit

² Inail – Dcod

³ Inail – Uot di Avellino

⁴ Inail – Cit

Abstract

Lo sviluppo del Technical Repository (TR) nasce dall'esigenza di rendere fruibile, attraverso una vera e propria banca dati online dedicata ai tecnici che espletano attività di certificazione e verifica su attrezzature e impianti nei luoghi di vita e di lavoro, tutto il patrimonio conoscitivo e la documentazione tecnica prodotta nel corso degli anni sia dall'Istituto che dalle altre strutture competenti relativa a tale ambito. L'archivio elettronico, organizzato e strutturato su base semantica, in questa prima fase, raccoglie in particolare circolari, regolamentazioni tecniche, note tecniche, pareri e decreti inerenti al settore delle attrezzature a pressione.

L'applicazione web-based scelta per il TR è il software open source DSpace. L'obiettivo del lavoro è quello di descrivere gli interventi di personalizzazione del software e di popolamento del Repository, in relazione alle diverse attività condotte dall'Inail afferenti alle attrezzature a pressione.

L'obiettivo finale è quello di rendere fruibile il Technical Repository a tutto il personale adottando la tecnologia istituzionale, in conformità alle politiche della PA di nuovi percorsi di digitalizzazione dei sistemi e l'utilizzo di strumenti tecnologici innovativi.

Keywords: archivio elettronico, open access, digitalizzazione, attrezzature a pressione.

1. Introduzione

Il Dipartimento innovazioni tecnologiche e sicurezza di impianti, prodotti ed insediamenti antropici, in conformità con le politiche delle istituzioni e delle accademie nazionali e internazionali sulla digitalizzazione gestione e diffusione della documentazione informatizzata, ha evidenziato la necessità di rendere accessibile e fruibile in formato elettronico e in tempo reale tutto il patrimonio conoscitivo e la documentazione tecnica inerente alle attività di certificazione e verifica prodotti nel corso degli anni dall'Istituto e da altri soggetti a vario titolo interessati e coinvolti.

A tal fine, è stato costituito uno specifico gruppo di lavoro composto da diverse professionalità multidisciplinari, che ha studiato e analizzato la letteratura in ambito

biblioteconomico e documentalistico sull'information retrieval e sulla gestione digitale di documentazione tecnico-scientifica a livello nazionale e internazionale, quindi verificato lo strumento più adeguato alle esigenze dell'utenza intranet del DIT e alle caratteristiche dei contenuti di riferimento.

2. La digital transformation

In Italia, gli ultimi anni hanno portato importanti novità nel campo della gestione informatica dei documenti e conservazione digitale.

I processi di dematerializzazione e digitalizzazione, alla base della digital transformation, hanno subito, inoltre, una decisa accelerazione con la pandemia, in parallelo allo sforzo dei singoli enti di rendere i propri sistemi conformi alle normative nazionali di riferimento.

Oggi le "Linee Guida sulla formazione, gestione e conservazione dei documenti informatici" pubblicate da AgID (Agenzia per l'Italia Digitale) costituiscono il documento normativo di riferimento in materia, e sostituiscono i d.p.c.m. 2013/2014, contenenti le regole tecniche su formazione, protocollo, conservazione, trasmissione, copia, duplicazione, riproduzione e validazione temporale.

La normativa a riguardo è in continua evoluzione e cerca di gestire al meglio le difficoltà che si incontrano durante questo percorso di digitalizzazione e dematerializzazione del documento informatico. In questo contesto si colloca lo standard UNI 11386:2020 (che supera la precedente UNI 11386:2010): "Supporto all'interoperabilità nella conservazione e recupero degli oggetti digitali (SInCRO)", norma tecnica che specifica le caratteristiche del cosiddetto file di chiusura dei pacchetti di conservazione.

il SInCRO definisce l'insieme dei dati, la loro semantica e la loro struttura, a supporto della conservazione dei file, intendendo il file come elemento logico e materiale di formazione di un documento o di aggregazione di più documenti.

L'emanazione di una norma tecnica è da inquadrarsi in un contesto nazionale, sempre più sovranazionale, all'interno del quale i dati, i documenti e le loro relazioni rappresentano dei valori da conservare e preservare nel tempo, non come patrimonio di soggetti singoli, ma come bene comune da rendere disponibile e fruibile. È necessario, dunque, che parole ed espressioni come interoperabilità, condivisione, collaborazione, riuso, best practice, al di là delle implicazioni tecniche e tecnologiche, costituiscano il punto di riferimento all'interno di un quadro che faccia della comunicazione in ambiente digitale l'obiettivo da perseguire per una Open Knowledge.

In generale, la mancanza di interoperabilità rappresenta un limite sia rispetto all'evoluzione dei sistemi (i documenti devono poter sopravvivere ai sistemi e agli strumenti attraverso i quali sono prodotti) sia rispetto all'accesso (i documenti devono poter essere accessibili nel tempo, sia come fonte di diritti sia come fonte di studio e ricerca).

Processi di conservazione di questo tipo sono affidati alle competenze di bibliotecari documentalisti in team con altri professionisti, coinvolti nella valutazione del database da utilizzare e nella progettazione per la realizzazione dell'interoperabilità tra sistemi e contenuti e soluzioni di conservazione digitale all'avanguardia.

In questo quadro, i repositories svolgono un ruolo essenziale: da strumenti accessori sono diventati strumenti strategici. Per questo motivo, in molte istituzioni e università sono stati costituiti gruppi di lavoro specifici che seguono la loro gestione.

In sintonia con questa tendenza, si inserisce perfettamente il nostro gruppo di lavoro per la realizzazione del Technical Repository.

3. Technical Repository: Struttura e Ricerca

Il Repository è un archivio, ma anche una banca dati e una biblioteca digitale oltre che un modello di comunicazione scientifica.

Una banca dati acquista valore se è di tipo fattuale o primaria, in quanto fornisce direttamente dati e documenti integrali a testo completo e aumenta la sua importanza in base alla consistenza dei suoi contenuti, all'estensione temporale e spaziale e al grado di aggiornamento che avviene in tempo reale.

Uno dei software più usati a livello nazionale e internazionale per un repository è il DSpace in open source, corrispondente ai criteri di interoperabilità, condivisione, conservazione a lungo termine, supporto del protocollo OAI-PMH e dei metadati standard Dublin Core per un più agevole harvesting ed export dei dati.

Per il recupero del documento in versione elettronica in pdf, obiettivo finale del nostro utente, è necessario strutturare il Repository del corredo di metadati descrittivi e semantici, dati indispensabili affinché l'item sia rintracciabile in fase di ricerca. Un lavoro indispensabile quello del controllo dei metadati, svolto da tutte le figure del gruppo di lavoro: dall'esperto nell'ambito biblioteconomico, informatico, della comunicazione e ai settori disciplinari a cui la comunità si riferisce, in questo contesto del settore della pressione.

Lo schema attualmente più diffuso per l'organizzazione dei metadati delle risorse digitali e quindi utilizzato per il nostro Repository è il Dublin Core secondo lo standard ISO 15836:2009.

Il set di metadata DCMES – costruito su protocollo OAI PMH – scelto per il nostro Repository, assicura la descrizione e l'identificazione della risorsa digitale, la gestione e l'accesso alla risorsa, e la sua preservazione.

Partendo da questi presupposti, consolidati negli anni con un'attenta fase di analisi del sistema, l'attività di ricerca è passata ad una fase successiva sperimentale del Technical Repository, che ha comportato l'installazione, in un ambiente di prova su Workstation di pertinenza del Dipartimento Innovazioni Tecnologiche, del software scelto.

Tale installazione è stata possibile attraverso l'estrazione e il posizionamento nella Workstation di altri software specifici. L'installazione appoggiata sulla postazione Inail è risultata da subito articolata e, di conseguenza, per avere il controllo delle

criticità, si è creato un termine di paragone attraverso una installazione su postazione personale e fuori dal dominio Inail. A seguito di specifiche verifiche, non avendo riscontrato problematiche sulla postazione personale, si è riusciti ad identificare e superare le criticità per l'installazione sulla postazione di dominio Inail. Tutto ciò anche con la collaborazione di esperti informatici afferenti alla competente direzione centrale dell'Istituto, che ha consentito di rimanere nei margini delle policy Inail e di riuscire ad installare il prodotto sulla Workstation.

La gestione del prodotto DSpace e lo sviluppo del Repository al suo interno, con la relativa interfaccia desiderata (JSPUI o XMLUI) avviene perlopiù tramite il browser web ed è possibile accedere anche da remoto, esclusivamente dalla Intranet per ragioni di policy, utilizzando uno specifico IPAddress. L'accesso all'area DSpace avviene con le credenziali pre-configurate.

Una volta in esecuzione, è stato necessario effettuare delle personalizzazioni alla versione di default del Dspace per renderlo idoneo ai requisiti funzionali individuati dal gruppo di lavoro.

Inizialmente l'intervento ha riguardato gli aspetti più critici, indispensabili per procedere al popolamento della banca dati.

In particolare, si è proceduto alla modifica del codice relativo alla scheda dei metadati (Figura 1).

Immissione Item

Descrivi → Descrivi → Carica → Verifica → Licenzia → Fine

Descrizione Item

Tipo:

Tipologia specifica di documentazione tecnica.

N/A

Numero:

Numero identificativo del documento assegnato dall'Ente che lo ha prodotto

Data:

Data di creazione/publicazione del documento.

Anno Mese Giorno

Protocollo:

Numero del protocollo di ufficio inserito per intero (numeri e lettere)

Titolo:

Titolo per esteso che individua univocamente il documento

Autore:

Responsabile intellettuale del documento

Cognome, e.s. Rossi Nome, e.s. Mario Add

Dipartimento:

Dipartimento/Ufficio che ha redatto il documento

 Add

Ente:

Ente di appartenenza che ha pubblicato il documento

 Add

Salva / Annulla Prossimo >

Descrizione Item

Subject Keywords:

Inserire le parole chiave tratte dal thesaurus

 Add

[Subject Categories](#)

Stato:

Stato attuale del documento, se ancora valido oppure non più valido quindi sostituito da altro documento

in vigore

Data Ritiro:

Indica il periodo di validità del documento

Anno Mese Giorno

Sostituita da:

Titolo per esteso del documento che sostituisce la risorsa descritta

Sostituisce:

Titolo per esteso del documento che viene sostituito dalla risorsa descritta

Ambito di riferimento:

Profili professionali interessati al documento

N/A

Citazione:

Riferimenti bibliografici di documenti citati all'interno della risorsa stessa

 Add

Numero pagine:

Informazioni sulla descrizione fisica del documento

Collocazione:

Collocazione fisica del documento

Figura 1. Form di immissione metadati

I metadati individuati per il Technical Repository (Tabella 1) sono stati selezionati rispettando i criteri individuati per la specificità di documento oggetto di catalogazione; essi stessi diventano i filtri per effettuare la ricerca, semplice e/o avanzata, da parte dell'utente.

METADATO	DESCRIZIONE
dc.type	Tipologia specifica di documentazione tecnica.
dc.identifier	Numero identificativo del documento assegnato dall'Ente che lo ha prodotto
dc.date.issued	Data di creazione/pubblicazione del documento
dc.relation.ispartofseries	Numero del protocollo di ufficio inserito per intero (numeri e lettere)
dc.title	Titolo per esteso che individua univocamente il documento
dc.contributor.author	Responsabile intellettuale del documento
dc.contributor.creator	Dipartimento/Ufficio che ha redatto il documento
dc.publisher	Ente di appartenenza che ha pubblicato il documento
dc.subject	Voci soggettario
dc.coverage.temporal	Stato
dc.date.available	Data ritiro
dc.relation.isreplacedby	Sostituita da
dc.relation.replaces	Sostituisce
dc.audience	Ambito di riferimento
dc.relation.haspart	Citazione
dc.foramt.extend	Numero pagine

Tabella 1. Metadati DublinCore del TR

L'utente che non può utilizzare nessun filtro di ricerca, perché non ha conoscenza di alcuna informazione bibliografica, potrà ugualmente recuperare il documento attraverso l'attività di browsing all'interno delle collezioni del repository o utilizzando le parole chiavi e le voci dei thesauri tramite i quali è stato indicizzato l'item.

Infatti, nella fase di indicizzazione il catalogatore fornisce le parole chiavi più appropriate per descrivere l'item, dal generico allo specifico, per facilitare gli utenti nelle loro ricerche.

L'intero contenuto del repository è organizzato attorno alle Comunità che corrispondono ai settori delle attività di certificazione e verifica espletate dai tecnici dell'Istituto.

Ogni Comunità ha la sua home page che mostra informazioni dettagliate ed esplicative sulla stessa.

All'interno di ogni Comunità sono presenti sotto- comunità, ognuna con le proprie Collezioni che possono contenere un numero illimitato di items.

Questa organizzazione ad albero offre al repository la massima flessibilità per rispondere alle differenti necessità delle comunità che di volta in volta potranno essere modificate ed ampliate.

4. Catalogazione e Indicizzazione dei documenti

Personalizzato il workflow del submission, per poter procedere alla catalogazione dei documenti relativi agli impianti a pressione, si è proceduto alla creazione della struttura ad albero individuata in precedenza come organizzazione logica dell'informazione; quindi, sono state create le Comunità, sotto-comunità e Collezioni definite in fase di analisi.

Tale procedura è stata effettuata da remoto dal gruppo di lavoro, in quanto il Technical Repository è attualmente in rete, raggiungibile tramite intranet dal personale coinvolto nella progettazione che, autenticandosi mediante opportune credenziali, può svolgere numerose attività senza accedere fisicamente alla macchina che ospita il software.

L'attuale struttura ad albero del repository (a cui potranno, nel tempo, aggiungersene altre) è composta, per le Comunità, dalle seguenti voci:

- sollevamento;
- impianti di riscaldamento;
- pressione;
- impianti di messa a terra e protezione dalle scariche atmosferiche.

Le sotto-comunità del Technical Repository sono state, invece, strutturate in base alle attività svolte dall'Inail nei diversi settori, mentre le Collezioni coincidono con le diverse tipologie di attrezzature.

4.1 Comunità "Pressione"

Attualmente è stata sviluppata la Comunità relativa agli impianti a pressione (Figura 2-3) che si riferisce specificatamente al settore "Attrezzature a pressione".

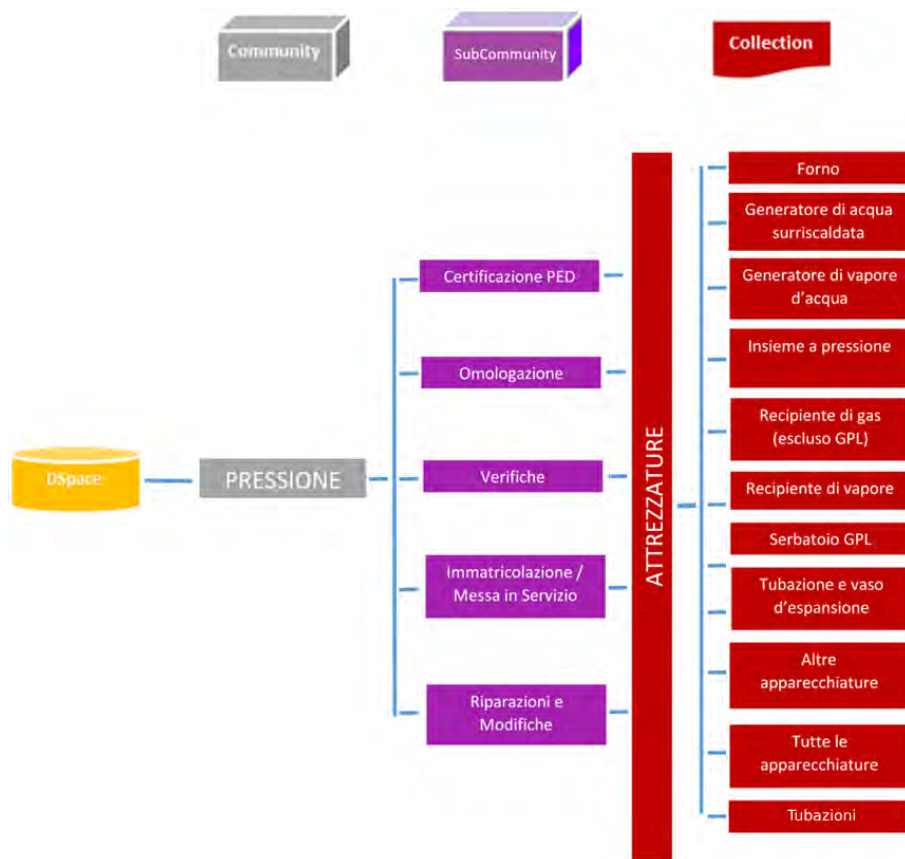


Figura . Struttura ad albero della comunità Attrezzature a pressione

PRESSIONE

Sfoglia per

- [Data di pubblicazione](#)
- [Autori](#)
- [Titoli](#)
- [Soggetti](#)

Ricerca in questa comunità e le sue collezioni: Vai

sotto-comunità all'interno di questa comunità

- [CERTIFICAZIONE PED](#)
- [IMMATRICOLAZIONE/MESSA IN SERVIZIO](#)
- [OMOLOGAZIONE](#)
- [RIPARAZIONI E MODIFICHE](#)
- [VERIFICHE](#)

Cerca in DSpace

 Vai

Cerca in DSpace
 Questa comunità

[Ricerca Avanzata](#)

Ricerca

Tutto DSpace

- [Archivi & Collezioni](#)
- [Data di pubblicazione](#)
- [Autori](#)
- [Titoli](#)
- [Soggetti](#)

Questa comunità

- [Data di pubblicazione](#)
- [Autori](#)
- [Titoli](#)
- [Soggetti](#)

My Account

Figura 2. Comunità Pressione del Technical Repository

Le attrezzature a pressione sono tutte quelle attrezzature (come ad esempio generatori di vapore, recipienti, colonne di raffinazione, reattori chimici, tubazioni) soggette ad una pressione relativa superiore a 0,5 bar. L'immissione sul mercato delle attrezzature a pressione è regolamentata, a livello comunitario, dalle direttive europee: PED (*Pressure Equipment Directive*), SPVD, (*Simple Pressure vessel Directive*)

che è specifica per i recipienti semplici a pressione fabbricati in serie e destinati a contenere aria o azoto, e TPED (*Transportable Pressure Equipment Directive*) che si applica alle attrezzature a pressione trasportabili. Sono da considerare attrezzature a pressione anche gli insiemi, ovvero gli assemblaggi di attrezzature a pressione certificati UE in conformità alla Direttiva PED. Le attrezzature a pressione per usi nucleari e i contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico contenenti parti attive di apparecchiature elettriche, escluse dal campo di applicazione della direttiva di prodotto PED, sono coperte dalle normative nazionali.

Le attrezzature a pressione che rientrano nel campo di applicazione delle direttive UE devono soddisfare i requisiti essenziali elencati nelle direttive stesse e recare la marcatura CE, seguita dal numero di notifica dell'organismo notificato.

Mentre le direttive di prodotto, come la PED, definiscono i requisiti essenziali di sicurezza che le attrezzature/impianti a pressione devono soddisfare perché ne sia consentita la libera circolazione nel mercato comunitario, l'utilizzo di attrezzature/impianti a pressione è regolamentato dalle cosiddette direttive sociali, che definiscono i requisiti minimi di sicurezza che i datori di lavoro devono rispettare nell'uso dei prodotti, prevedendo, per ciascun paese membro, la possibilità di normare con discipline più stringenti.

La norma che regola la messa in servizio e l'utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione è il d.m. 329/04, cui deve aggiungersi il d.lgs. 81/08 e s.m.i., qualora detta attrezzatura/insieme si configuri come attrezzatura di lavoro ovvero sia adottata durante il lavoro per la realizzazione di un processo produttivo.

Per quanto riguarda le verifiche periodiche da effettuare sull'attrezzatura a pressione, i riferimenti normativi sono, oltre che i d.lgs. 81/08 e d.m. 329/04, il d.m. 11 aprile 2011.

4.2 Le Sotto-Comunità

Per la comunità pressione sono state individuate delle sotto-comunità che corrispondono alle attività che Inail, col Dipartimento Innovazioni Tecnologiche e Sicurezza degli Impianti, Prodotti e Insediamenti Antropici e le Unità Operative Territoriali, svolge nell'ambito del settore delle attrezzature e degli insiemi a pressione. Si tratta di funzioni attribuite all'Inail per legge, con possibilità, per alcune specifiche attività, di delega a soggetti abilitati pubblici o privati. Le attività contemplate nelle sotto-comunità considerano i molteplici aspetti della vita dell'attrezzatura o impianto a pressione, dalla progettazione, fabbricazione, esercizio, manutenzione, verifiche di sicurezza, fino alla dismissione.

A decorrere dal 2019, la maggior parte dei servizi appartenenti alle sotto-comunità individuate per la comunità pressione possono essere richiesti unicamente sul portale Inail, attraverso l'applicativo CIVA.

Di seguito si elencano le diverse sotto-comunità di cui si compone la comunità "Pressione";

- **Certificazione PED:** riguarda le modalità di certificazione di attrezzature a pressione secondo le direttive PED e T-PED. La PED disciplina la progettazione, la costruzione, l'equipaggiamento e l'installazione in sicurezza di attrezzature e insiemi a pressione, la T-PED riguarda la commercializzazione, la messa in esercizio e la certificazione delle attrezzature a pressione trasportabili (bombole, tubi, fusti a pressione, recipienti criogeni, incastellature di bombole, cisterne). In questo ambito Inail opera in qualità di organismo notificato (ON 0100), effettuando la verifica di conformità per le attrezzature a pressione progettate e fabbricate secondo le direttive 2014/68/UE PED e 2010/35/UE T-PED e svolgendo attività di ispezione periodica per la verifica del mantenimento dei requisiti di sicurezza per il riutilizzo di attrezzature a pressione trasportabili T-PED.
- **Omologazione:** si riferisce all'omologazione dei contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico contenenti parti attive di apparecchiature elettriche, la cui normativa di riferimento è il d.m. 01/12/1980 e all'omologazione di attrezzature a pressione inserite negli impianti nucleari che, in caso di malfunzionamento, possono determinare la fuoriuscita di fluidi radioattivi. L'attività è di esclusiva competenza Inail;
- **Immatricolazione/messa in servizio:** riguarda l'analisi e la raccolta delle istanze di dichiarazione di messa in servizio di attrezzature e insiemi a pressione, disciplinata dal d.m. 329/04 e dal d.m. 11 aprile 2011
- **Verifiche:** interessa le attività di controllo prima della messa in esercizio (d.m. 329/04) e le ispezioni periodiche successive, volte a verificare l'adeguatezza all'esercizio ed il buono stato di conservazione di attrezzature e insiemi a pressione (d.m. 11 aprile 2011). In quest'ultimo caso le verifiche possono essere effettuate sia da Inail (titolare della prima verifica periodica) che da Asl/Arpa o soggetti pubblici e privati abilitati. Altre tipologie di verifiche contemplate nella sotto-comunità e di esclusiva competenza Inail sono la riqualificazione periodica dei piccoli serbatoi interrati per GPL con la metodologia di emissione acustica, le verifiche di primo impianto e periodiche sulle attrezzature a pressione installate negli impianti nucleari, la verifica di riqualificazione di attrezzature a pressione soggette a scorrimento viscoso e altre tipologie di verifica volte a valutare il degrado dell'attrezzatura dopo un determinato tempo d'esercizio.
- **Riparazioni e modifiche:** si riferisce alle richieste di riparazione di attrezzature a pressione, per cui la direttiva PED rimanda alla legislazione e alle normative nazionali (raccolte VSR, VSG, M e S) e alle modifiche, effettuate in conformità alla direttiva PED. Rientrano nella sotto-comunità anche le istanze per la demolizione, la comunicazione di disinstallazione e la approvazione di membrane di ricambio.

4.3 Le Collezioni

La fase di analisi, che ha determinato l'organizzazione logica delle risorse da indicizzare, ha portato alla definizione di una struttura gerarchica ad albero in cui le comunità e sotto-comunità, descritte in precedenza, coincidono con la radice e i nodi.

Le collezioni sono, invece, le foglie dell'albero e rappresentano le diverse apparecchiature oggetto di intervento da parte dell'Istituto. Da un esame sommario della documentazione in possesso è emerso che solo alcune tipologie di attrezzature possiedono molta documentazione specifica, mentre alcune hanno solo pochi documenti a corredo.

Pertanto, al fine di evitare soprattutto durante l'attività di browsing, una navigazione dell'albero il cui risultato potrebbe essere composto da pochi item, si è preferito creare le seguenti collezioni generiche:

- "Tutte le apparecchiature" in cui inserire la documentazione tecnica di interesse comune a tutte le attrezzature a pressione, come ad esempio il d.m. 329/2004;
- "Altre apparecchiature" in cui raccogliere diverse tipologie per le quali i riferimenti normativi risultano essere esigui.

L'attività di catalogazione può essere considerata anche come una fase di testing del prodotto, in quanto la revisione dei singoli documenti, anche da parte di personale non competente del settore degli impianti a pressione, ha permesso di individuare alcune criticità e nuove idee per sviluppi futuri. Particolarmente interessante è risultato, ad esempio, l'implementazione della funzionalità di suggerimenti di ricerca o ricerche correlate per rendere il sistema più dinamico e offrire all'utente ulteriori percorsi da seguire per la consultazione del Technical Repository.

Al momento sono stati indicizzati item riguardanti prevalentemente Circolari ISPESL/INAIL e Decreti Ministeriali.

La Tabella 2 sintetizza i documenti oggi consultabili, con relativo documento pdf scaricabile, sul Technical Repository sviluppato.

	Numero Item
Certificazione PED	7
Omologazione	4
Verifiche	21
Riparazione e Modifiche	20
Immatricolazione/messa in servizio	22

Tabella 2. Documenti attualmente indicizzati nel TR

5. Conclusioni

L'attività di ricerca condotta in questi anni, partendo da una fase teorica di studio e definizione dei requisiti software del prodotto da realizzare, è giunta oggi ad uno stadio pratico con la realizzazione di un ambiente di prova e di sperimentazione del Technical Repository attualmente configurato solo per alcuni settori dell'Istituto, come quello specifico della pressione.

L'obiettivo più prossimo è rendere fruibile al personale interno Inail che a vario titolo è coinvolto nell'attività di certificazione e verifica tutto il patrimonio conoscitivo e la documentazione tecnica prodotta nel corso degli anni e relativa a vari ambiti mediante lo strumento del Technical Repository.

Questo richiede la validazione, da parte delle figure competenti, della conformità e adeguatezza del software su cui si basa il Technical Repository alle policy di sicurezza Inail, mentre il gruppo di lavoro provvederà al popolamento della banca dati mediante l'indicizzazione dei documenti afferenti a tutte le comunità individuate.

Le attività di validazione del software e di indicizzazione dei documenti nell'ambiente di test si possono svolgere in parallelo.

Una volta ultimata la fase di validazione e individuato il software conforme ai requisiti Inail, grazie alle caratteristiche impostate in fase di analisi, l'utilizzo dei metadati standard e la funzione di export dei metadati permetteranno di importare tutti gli item indicizzati nel prodotto definito.

L'intero progetto si inquadra nella strategia di digitalizzazione della Pubblica Amministrazione, nell'ambito delle politiche europee, prevista dal Piano Triennale per la Transizione Digitale.

6. Bibliografia

[1] AgID, Linee Guida sulla formazione, gestione e conservazione dei documenti informatici, Maggio 2021

[2] https://www.agid.gov.it/sites/default/files/repository_files/linee_guida_sul_documento_informatico.pdf

[3] A. M. Tammaro. Open Source, Open Access ed Open Content: verso sistemi aperti di condivisione della conoscenza. Convegno su Open Culture. Accessing and sharing knowledge. Milano, 27-29 giugno 2005

[4] <https://www.repository.unipr.it/bitstream/1889/1198/1/Siel%20Tammaro%202005.pdf>

[5] A. M. Tammaro. Open Source, Open Access e repositories: verso sistemi aperti di condivisione della conoscenza. Progettisti di e-learning. Firenze, 10 marzo 2007

[6] <https://www.repository.unipr.it/bitstream/1889/1199/1/Netform%20Tammaro%202007.pdf>

[7] A. Trombone. Collezioni di beni comuni: banche dati, repository, biblioteche digitali. *Digitalia: Rivista del digitale nei beni culturali*. 2018; 2:17-27

[8] Corrie Marsh, Dillon Wackerman D, Jennifer A.W. Stubbs. Creating an Institutional Repository: Elements for Success! *The Serials Librarian*. 2017; 72(1-4):3-6

[9] <https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/0361526X.2017.1297587?needAccess=true>

[10] DSpace 6.0 < [DSpace Home - DSpace \(lyrasis.org\)](https://www.lyrasis.org/)

- [11] L. Salvatori. La comunicazione scientifica dal preprint al repository: il caso dello Scientific Information Service del CERN. Ledizioni, Milano, 2013, pp. 275-276
- [12] <https://books.openedition.org/ledizioni/1568?lang=it>
- [13] M. Guerini. Repository istituzionali per le biblioteche delle facoltà teologiche italiane. Bollettino d'informazione ABEI. 2019; 28(2):7-8
- [14] P. De Castro. Accesso aperto ai risultati della ricerca: un imperativo morale. Il Presidente dell'ISS, insieme ai presidenti di altri enti di ricerca e della CRUI, firmano, il 21 marzo 2013, un position statement per l'Open Access (in allegato Testo integrale: Position statement sull'Accesso Aperto ai risultati della ricerca scientifica in Italia). Notiziario dell'Istituto Superiore di Sanità. 2013; 26(4):7-10
- [15] P. A. Marzotti. Metadata profiles for interoperability. The E-ARK specifications for e-archiving. J LIS.it. 2021;12(3):105–118
- [16] <https://www.jlis.it/index.php/jlis/article/view/377/376>
- [17] S. Anastasi, F. Ceruti, P. De Cillis, R. Modestino, V. Mordanini, A. Nebbioso, L. Ricciardi. Technical Repository: un passo verso la digitalizzazione nel mondo della sicurezza. Atti di Convegno SAFAP 2021 Sicurezza e Affidabilità delle attrezzature a pressione. INAIL, 2021:258-268

Testo Unico sulla salute e sicurezza sul lavoro d.lgs. 81/08 art. 71 e del d.m. 11 aprile 2011. Panoramica relativa alle denunce delle attrezzature/insiemi a pressione. Operatività nelle attività di riqualificazione periodica, formazione e informazione delle figure della sicurezza.

M. Babbo¹, P. Morucchio¹, R. Acerboni², J. Longo², G. Saputi³

¹ Triveneto – Certificazioni e Verifiche;

² Inail - Uot di Venezia;

³ Inail - DC Ricerca

Abstract

Le attività di verifica di messa in servizio e di riqualificazione periodica, a più di quindici anni dall'entrata in vigore dell'art.71 del d.lgs. 81/08, hanno portato in evidenza alcune difficoltà da parte di piccole imprese artigiane, familiari e agricole ad individuare le attrezzature/insiemi da denunciare ed effettuare successivamente le verifiche periodiche obbligatorie. In alcune di queste imprese, dopo molteplici sopralluoghi per la verifica delle attrezzature/insiemi a pressione presenti, è emersa la difficoltà da parte dell'ispettore di confrontarsi con figure all'interno della stessa non esperte del settore. La memoria presenterà pochi casi tipici che sono comunque sempre ricorrenti.

Keywords: verifiche, verbali.

1. Introduzione

Le attrezzature da lavoro ed in particolare quelle a pressione hanno nel d.lgs. 81/08, nel d.m. 329/04 e nel d.m. 11 aprile 2011 i decreti di riferimento per la loro messa in servizio, l'utilizzo e le relative verifiche periodiche.

Per le attrezzature/insiemi a pressione non escluse dal d.m. 329/04, l'utilizzatore deve dichiarare la messa in servizio ad USL e INAIL, quest'ultimo gli attribuirà la matricola e nei casi previsti dal dm.329/04 dovrà eseguire la verifica di messa in servizio.

Inoltre, il 23 maggio 2012 è entrato in vigore il d.m. 11 aprile 2011 che disciplina le modalità di effettuazione delle verifiche periodiche di cui all'allegato VII del d.lgs. 9 aprile 2008, n. 81, nonché i criteri per l'abilitazione dei soggetti di cui all'articolo 71, comma 13, del medesimo decreto legislativo.

2. Dati INAIL VMS e PVP attrezzature/insiemi a pressione

A più di dieci anni dall'entrata in vigore dell'art. 71 del d.lgs. 81/08, è in alcuni casi evidente la difficoltà da parte di piccole imprese artigiane, familiari e agricole ad individuare le attrezzature/insiemi da denunciare e su cui effettuare successivamente le verifiche periodiche obbligatorie.

A conferma di quanto sopra, sono interessanti i dati INAIL relativi alle denunce e alle richieste di messa in servizio delle attrezzature/insiemi a pressione oltre a quelli relativi alle richieste di prime verifiche periodiche.

Nei grafici sotto riportati è possibile confrontare le denunce di messa in servizio di singole attrezzature, di insiemi unità indivisibili (UI) e di insiemi unità non indivisibili (Non UI) (Grafico 1) con le richieste di prime verifiche periodiche (Grafico 2).

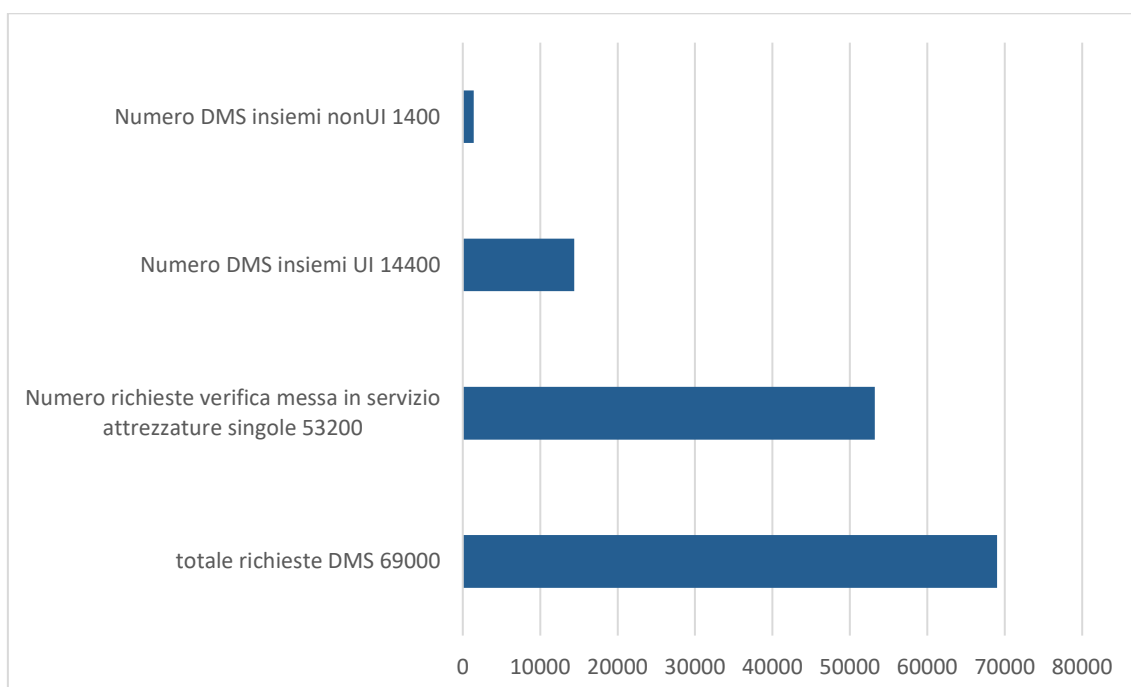


Grafico 1. Richieste di DMS dal 27/05/2019 al 27/05/2023

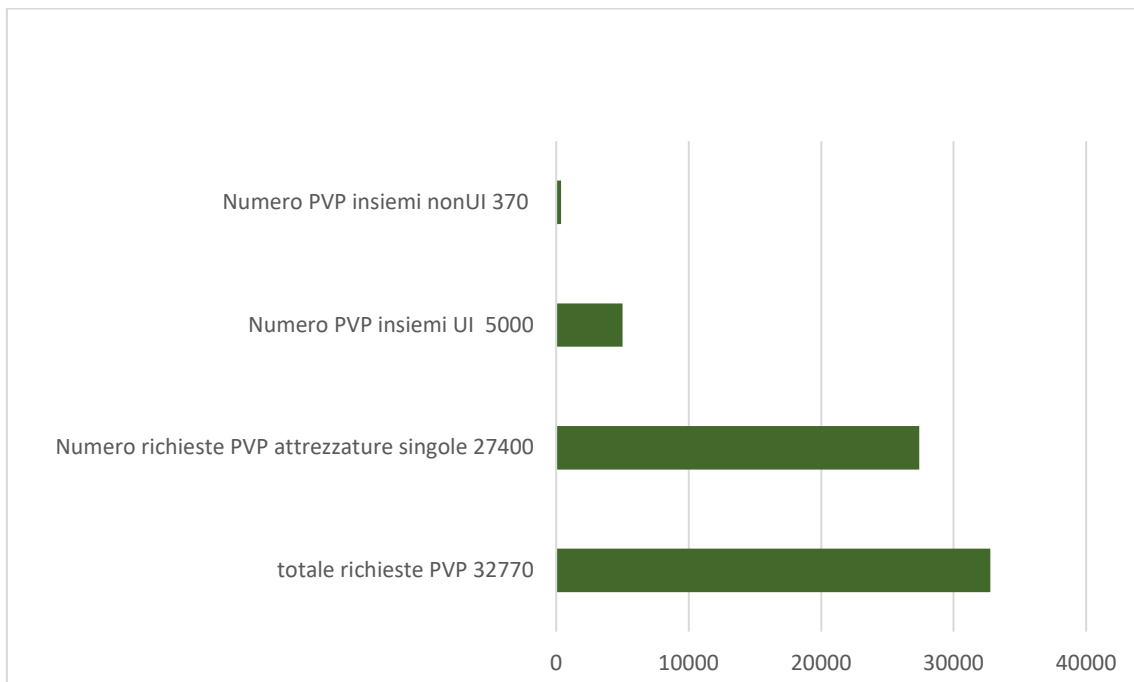


Grafico 2. PVP dal 27/05/2019 al 27/05/2023

Dall'entrata in vigore dell'obbligo dell'inserimento delle istanze verso INAIL nel portale CIVA, sono trascorsi ormai circa 4 anni e anche tenendo conto delle diverse periodicità della verifica delle attrezzature/insiemi e dell'esclusione di verifica di alcune attrezzature/insiemi emerge una piccola dispersione di richieste fra le denunce di messa in servizio e le prime verifiche periodiche.

Il grafico 2 evidenzia che le richieste di prima verifica periodica sono percentualmente inferiori rispetto a quelle di messa in servizio nel complessivo per circa il 35% tenendo conto delle attrezzature/insiemi escluse. Questa difficoltà nella gestione delle richieste relative alle prime verifiche periodiche nelle piccole imprese artigiane, familiari e agricole è probabilmente dovuta alla limitata esperienza delle figure interne impiegate nella filiera della sicurezza e dalla minima formazione ed informazione sui decreti di riferimento da parte di quest'ultimi. Per quanto sopra, molto spesso si ritardano le denunce e/o le richieste di verifica di messa in servizio e dopo aver completato il relativo iter con l'INAIL, lasciando passare a volte anche un anno prima di richiedere la prima verifica periodica.

3. Stato attuale delle verifiche di riqualificazione periodiche

Saltuariamente durante lo svolgimento della prima o successiva verifica periodica in impianto, si riscontrano situazioni diverse rispetto a quanto descritto nei verbali di messa in servizio delle attrezzature/insiemi.

Questo avviene ad esempio, per il cambio di un compressore per esigenze produttive con caratteristiche tecniche di pressione massima e portata diversa, oppure sempre per esigenze produttive l'aumento del numero dei compressori con

il conseguente aumento delle portate, senza una valutazione sulla idoneità e sufficienza della valvola di sicurezza installata.

Seppur raramente, succede che, le valvole di sicurezza vengono sostituite con valvole non idonee per pressione e portata, creando dei potenziali pericoli per la sicurezza nei luoghi di lavoro, nonché delle problematiche nella gestione della verifica periodica al tecnico sia esso pubblico o privato.

Possiamo vedere alcuni esempi nelle figure 1 e 2 e nella tabella 1 riportate di seguito.

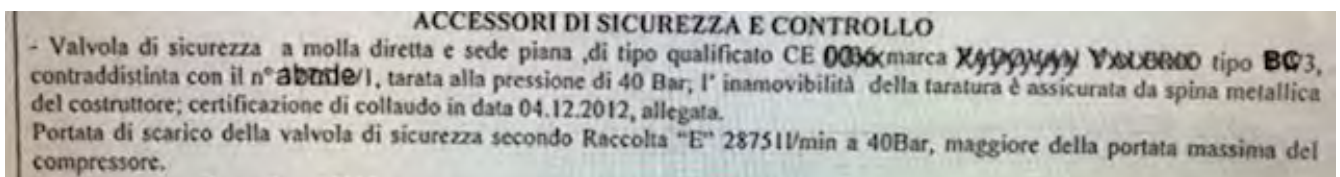


Figura 1. Stralcio verbale primo impianto o messa in servizio

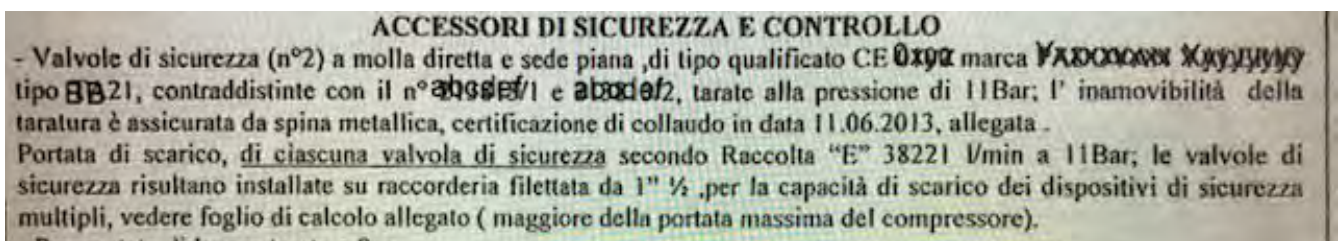


Figura 2. Stralcio verbale primo impianto o messa in servizio

VS installata nel VMS INAIL	VS installata all'atto della PVP
VS tarata a 11bar portata di scarico 38.221 lt/min.	VS tarata a 11bar portata di scarico 8.315 lt/min.
VS tarata a 40 bar portata di scarico 28.751 lt/min.	VS tarata a 42 bar portata di scarico 16.690 lt/min.

Tabella 1. Confronto con le valvole di sicurezza riportate nel verbale di primo impianto e quelle riscontrate all'atto (rappresentato) della verifica periodica.

Rispetto a quanto sopra rappresentato, le problematiche più importanti seppur raramente, si possono riscontrare negli insiemi dove la sostituzione della valvola di sicurezza o di altri accessori o dispositivi di controllo, protezione e sicurezza vengono eseguite senza consultare il manuale uso e manutenzione rilasciato dal fabbricante. Altre sostituzioni più rilevanti ed impattanti per gli insiemi sporadicamente, sono quelle di attrezzature inserite nella dichiarazione di conformità degli stessi che, a seguito di rotture e/o corrosione vengono sostituite dall'utilizzatore.

Per parlare di sostituzione o modifica in una attrezzatura/insieme si deve tener conto delle linee guida della PED ed in particolare della Guideline A-03 che dà la seguente definizione di modifica: *“la sostituzione completa di un'attrezzatura a pressione da una nuova è coperta dalla PED”*.

Per le modifiche o sostituzioni, la Guideline H-03 chiarisce che le informazioni e indicazioni sulle parti sostituibili devono essere riportate nel manuale uso e manutenzione e in eventuali note integrative. Il marchio CE dell'attrezzatura e/o insieme viene garantito dalla clausola 2.7 della suddetta Guideline.

Inoltre, la guida blu all'attuazione della normativa UE sui prodotti 2016 (2016/C 272/01) riporta *“Se le prestazioni originarie di un prodotto vengono modificate (nell'ambito dell'uso previsto, della gamma di prestazioni e della manutenzione come concepiti inizialmente nella fase di progettazione) in quanto i pezzi di ricambio utilizzati per la riparazione offrono prestazioni migliori grazie al progresso tecnico, questo prodotto non deve essere considerato nuovo ai sensi della normativa di armonizzazione dell'Unione. Ne consegue che gli interventi di manutenzione sono sostanzialmente esclusi dal campo di applicazione della normativa di armonizzazione dell'Unione. Nella fase di progettazione è però necessario tenere conto dell'uso previsto e della manutenzione del prodotto”*.

4. Stato attuale delle verifiche periodiche di integrità

All'atto della verifica di integrità seppur raramente, le difficoltà maggiori sono quelle di reperire la documentazione di costruzione dell'attrezzatura/insieme (disegno di costruzione e materiali utilizzati) che, ormai occasionalmente viene consegnata, a meno di accordi commerciali che la indichino come documento accompagnatorio alla dichiarazione di conformità e al manuale d'uso e manutenzione.

In alcuni casi “fortunatamente”, i fabbricanti nel manuale d'uso e manutenzione, riportano gli spessori relativi alle principali membrature (fondi e fasciame), indicando talvolta quelli minimi di progetto a seguito di eventuale corrosione.

L'utilizzatore si trova quindi ad avere delle attrezzature/insiemi che devono effettuare e superare positivamente la verifica di integrità e sulle quali non è possibile eseguire la prova idraulica o, in alternativa prove di CND, per la mancanza dei dati tecnici e di fabbricazione specifici.

Non essendo talvolta più reperibili queste informazioni, in quanto il fabbricante, che ha seguito la costruzione, e che secondo la Direttiva 2014/68/UE all'art. 6 è tenuto a conservare la relativa documentazione per almeno 10 anni, magari è fallito o ha chiuso, pertanto l'attrezzatura/insieme non può essere sottoposta alla verifica di integrità e di conseguenza deve essere messa fuori servizio ai sensi dell'art. 7 del d.m. 329/04 da parte dell'utilizzatore.

5. Conclusioni

Da quanto sopra esposto e dall'esperienza maturata durante le verifiche e nei corsi di formazione per le figure coinvolte nella filiera che parte dalla costruzione passando all'esercizio per arrivare infine verifiche delle attrezzature/insiemi a pressione possiamo dire che la formazione di base è sicuramente il primo passo affinché, nei luoghi di lavoro, si possa avere quella sicurezza a tutela della salute e dell'integrità dei lavoratori che tutti noi auspichiamo. Ad oggi gli Ispettori dell'INAIL, dell'USL e dei soggetti abilitati alle verifiche periodiche, costituiscono l'unico supporto alle imprese che andrebbe rafforzato per consolidare la rete di prevenzione e sicurezza nei luoghi di lavoro nel settore specifico delle attrezzature/insiemi a pressione.

6. Bibliografia

[1] d.lgs. 81/08

[2] r.d. 827/1924

[3] d.m. 11.04.2011

[4] d.m. 329/04

[5] banca dati INAIL CIVA

[6] L.G.B. (2016/C 272/01)

[7] d.e. 2014/68UE

[8] Guidelines related to the Pressure Equipment Directive 2014/68/EU (PED)

Analisi di stabilità dei sistemi di sicurezza: confronto tra le normative EU ed extra EU

D. Sallustio¹, G. De Gennaro¹, G. Ianziti², M. Guerrieri³

¹ Inail - Uot di Bari

² Techne Solutions S.r.l.

³ SAIPEX S.r.l.

Abstract

Nella stesura di un'analisi dei rischi uno degli scenari maggiormente rilevanti sul quale concentrarsi è quello legato al superamento dei limiti massimi di pressione stabiliti dal progettista. La misura di mitigazione principalmente utilizzata a salvaguardia di tale evento è l'installazione di un accessorio di sicurezza correttamente selezionato, dimensionato ed installato. La norma cardine che descrive i requisiti dei sistemi di sicurezza è la UNI EN 764-7 ^[1], la quale rimanda alla UNI EN ISO 4126-1 ^[3] per la progettazione degli accessori di sicurezza necessari. In ambito API le analoghe normative sono la API 520 ^[4] ^[5] e la API 521 ^[6].

Keywords: analisi dei rischi, sistemi di sicurezza.

1. Sistemi di sicurezza per attrezzature in pressione

Le valvole di sicurezza sono dispositivi progettati secondo la direttiva 2014/68/EU ^[7], conosciuta con l'acronimo PED (Pressure Equipment Directive), principale riferimento per chiunque progetti ed immetta sul mercato europeo un'attrezzatura in pressione. Per sistemi di sicurezza la norma intende: dispositivi di sicurezza quali valvole di sicurezza, dispositivi a disco di rottura, aste pieghevoli, sistemi di sicurezza pilotati per lo scarico della pressione (CSPRS) oppure sistemi di misurazione, controllo e regolazione per la sicurezza (SRMCR), che fungono da protezione di base per garantire che non siano superati i limiti di esercizio massimi ammissibili. I sistemi di sicurezza o i rispettivi componenti devono essere indipendenti da altre funzioni, a meno che la loro funzione di sicurezza non sia influenzata da dette funzioni.

La PED impone l'installazione di opportuni dispositivi di sicurezza qualora esista il rischio di superare i limiti ammissibili di progetto (pressione, temperatura, livello, portata o in una combinazione di tali valori, stabiliti in fase di progettazione). Il fabbricante dell'attrezzatura o del dispositivo dovrà soddisfare i requisiti essenziali di sicurezza, servendosi, se necessario, delle molteplici norme armonizzate citate dalla PED stessa. Tra queste troviamo la UNI EN 764-7, riferimento per la protezione delle attrezzature in pressione e la UNI EN ISO 4126-1 per la progettazione degli accessori di sicurezza.

Ma come lavora un dispositivo di sicurezza e a quale pressione deve intervenire? La risposta dei sistemi di regolazione, monitoraggio e sicurezza in relazione alla PS è descritta in maniera classica dal diagramma riportato a seguire e che lega il tempo alla pressione:

Legenda

- X Tempo
- Y Pressione
- A Nessun funzionamento continuo in questa zona
- B Pressione massima ammissibile $PS \pm 1,10$
- C Pressione massima ammissibile
- D Intervallo di esercizio normale
- 1 Reazioni del sistema di controllo della regolazione
- 2 Reazioni del sistema di monitoraggio
- 3 Reazioni del sistema di sicurezza

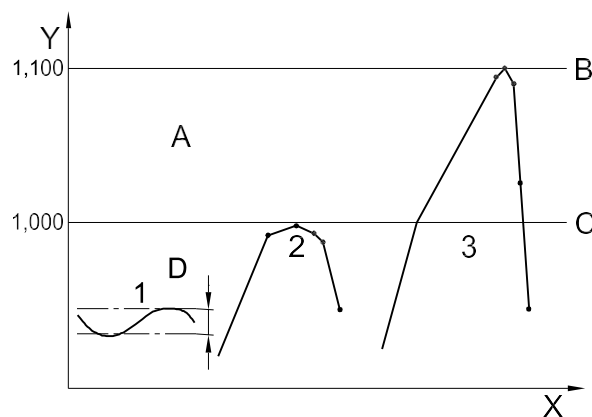


Figura 1. Andamento caratteristico di un accessorio di sicurezza

Come si evince, la sovrappressione massima ammissibile alla quale può avvenire l'apertura dei dispositivi di sicurezza è pari al 10% della PS. Tale valore massimo, non deve però essere mantenuto con costanza ma deve essere un valore di picco. È comunque possibile superare tale valore in alcuni casi come indicato nei punti 2.11.2 e 7.3 dell'allegato I della direttiva 2014/68/EU (Direttiva PED) e nei par. 6.2.2.2 e 6.2.2.3. della UNI EN 764-7. Per quanto riguarda infine, la progettazione ed il dimensionamento delle valvole di sicurezza la UNI EN 764-7 indica come principale riferimento la UNI EN ISO 4126.

2. Quadro normativo per il dimensionamento dei dispositivi di sicurezza

In ambito europeo, come anticipato nel paragrafo precedente, la norma armonizzata alla direttiva PED per quanto concerne il dimensionamento dei dispositivi di sicurezza è la UNI EN ISO 4126. In 10 parti illustra e descrive i principali accessori che

compongono un sistema di sicurezza, fornendo ad i tecnici tutti gli strumenti per la scelta, il dimensionamento e l'installazione degli accessori.

In ambito extra europeo invece, la norma più utilizzata è la API 520. Realizzata in 2 parti, vede nella prima tutti i criteri di scelta e progettazione dei sistemi di sicurezza mentre la seconda parte è relativa ai requisiti da rispettare in fase di installazione di un accessorio.

2.1 Campo di applicazione, punti in comune e principali differenze tra l'approccio EU ed extra EU

La norma UNI EN ISO 4126 è valida per tutte le valvole che hanno un diametro di efflusso di almeno 4 mm e con una pressione di taratura minima di 0.1 barg.

La API 520 è valida invece in tutti i settori industriali nei quali ci sono attrezzature con una pressione massima ammissibile di 1,03 barg o superiore.

Per entrambe la pressione di scarico utilizzata per calcolare l'area minima di una valvola di sicurezza deve essere pari alla pressione di taratura incrementata della sovrappressione (di solito è pari al 5% o 10%) per tutte le situazioni di sovrappressione, valore che non deve mai superare 1.1 volte la PS. Fanno eccezione i rischi legati alle fiamme esterne in cui è ammessa una pressione di scarico maggiore. Questa non ha valori di riferimento nella UNI EN ISO 4126 mentre nella API 520 vede come valore massimo una sovrappressione ammissibile di 1,21 volte la PS, valida come già detto, solo per le attrezzature esposte a fiamma (vedi Fig. 15 API 520-1). Nel mercato europeo una norma tecnica di solito passa in secondo piano rispetto una di prodotto il riferimento principale, quindi, resta la UNI EN ISO 4126-1.

Per quanto riguarda il dimensionamento, descritto rispettivamente nella parte 7 ^[3] della UNI EN ISO 4126 e nella API 520 parte 1, abbiamo delle piccole differenze nelle relazioni analitiche utilizzate per il calcolo dell'area minima di scarico. Relazioni che però nascono dalle medesime leggi gasdinamiche.

2.2 Principali differenze nel dimensionamento

Andremo ad analizzare di seguito il dimensionamento di una valvola di sicurezza adibita allo scarico di un gas ideale in regime critico. Ricordiamo che tale condizione si raggiunge se:

$$\frac{P_b}{P_o} \leq \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\left(\frac{k}{k-1} \right)} \quad (1)$$

Secondo la UNI EN ISO 4126-1 il calcolo dell'area minima avviene tramite la relazione:

$$A = \frac{Q \dot{m}}{P_o C K_{dr} \sqrt{\frac{M}{Z T_o}}} \quad (2)$$

Nella API 520 invece la relazione diventa:

$$A = \frac{W}{P_1 C K_d K_b K_c} \sqrt{\frac{T Z}{M}} \quad (3)$$

UNI EN ISO 4126-1		
Simbolo	Descrizione	Unità di misura
	Area minima sezione di passaggio	mm ²
	Portata massima	g/h
P	Pressione di scarico	barA
	Coefficiente di comprimibilità	
K _{dr}	Coefficiente di scarico corretto (0,9 x K _d)	/
M	Massa molare	g/kgmol
	Fattore di comprimibilità alla pressione e temperatura di scarico	
T	Temperatura di scarico	
P _b	Contropressione	barA
P _c	Pressione critica	barA

Tabella 1. Nomenclatura norma UNI EN ISO 4126-1

API 520		
Simbolo	Descrizione	Unità di misura
A	Area di scarico minima	mm ²
W	Portata di passaggio	Kg/h
P ₁	Pressione di scarico	KPa
C	Coefficiente di comprimibilità	/
K _d	Coefficiente di scarico effettivo	/
K _b	Fattore di correzione della contropressione	/
K _c	Fattore di correzione relativo al tipo di installazione	/
T	Temperatura di scarico	K
Z	Fattore di comprimibilità alla pressione e temperatura di scarico	/
M	Massa molare	kg/kgmol

Tabella 2. Nomenclatura norma API 520

Nell'API sono inseriti alcuni coefficienti che nella UNI EN ISO 4126-1 non figurano. La logica che utilizza la norma americana è quella di inserire costanti aggiuntive al fine di adattare il calcolo a seconda della tipologia di dispositivo di sicurezza da dimensionare. Abbiamo infatti, come mostrato nell'equazione 3, il coefficiente K_d che diventa 0.975 quando una PSV è installata con o senza un disco di rottura a valle (installazione combinata), oppure diventa 0.62 quando andiamo a dimensionare soltanto un disco di rottura.

Troviamo K_b che invece è un coefficiente correttivo dovuto alla contropressione a valle del dispositivo. Questo assume valore unitario se abbiamo una valvola di sicurezza standard mentre può variare nel caso in cui si utilizza una soluzione con soffiato.

K_c è da utilizzarsi nel caso in cui la valvola sia installata dopo un disco di rottura. Diventa pari a 1 se il disco non è presente e pari a 0.9 quando avviene la combinazione. Nella UNI EN ISO 4126-1 non vengono aggiunte tali costanti ad eccezione del K_{dr} ($0.9 \times K_d$) che la norma impone essere dichiarato dal fabbricante (K_d) e di solito citato all'interno della dichiarazione di conformità PED della valvola.

Questa è una differenza fondamentale tra le due norme poiché tale parametro in ambito API è costante mentre in ambito europeo deve essere calcolato e comunicato dal fabbricante, questo fa sì che in Europa potremmo acquistare delle valvole di sicurezza con un coefficiente di efflusso molto più basso di 0.975. Andando ad effettuare un calcolo utilizzando i medesimi parametri di progetto e la stessa tipologia di fluido (azoto allo stato gassoso):

UNI EN ISO 4126-1	API 520
$P_o = 10 \text{ barg}$	$P_1 = 10 \text{ barg} = 1000 \text{ KPa}$
$M = 28.02 \text{ Kg/Kgmole}$	
$K = 1.4$	
$T = 20^\circ\text{C} = 293 \text{ K}$	
$Z = 1$	
$K_{dr} = 0.87$	$K_d = 0.975$
N.A.	$K_b = 1$
N.A.	$K_c = 1$

Tabella 3. Parametri di calcolo

Otteniamo le seguenti aree minime di scarico:

$$\text{API 520} \quad A = 1840 \text{ mm}^2$$

$$\text{UNI 4126} \quad A = 2062 \text{ mm}^2$$

Come ci si aspettava, l'utilizzo di un coefficiente di efflusso costante fa sì che l'area minima di scarico che viene calcolata tramite l'API sia minore, frutto della maggiore efficienza e minore perdita di carico tramite l'orifizio.

3. Fenomeni di instabilità delle valvole di sicurezza (par 7 api 520 pt 2)

Il flusso attraverso l'orifizio di una valvola di sicurezza è fortemente influenzato dalle pressioni che ci sono a monte e a valle della valvola. Ciò accade poiché il flusso si trova raramente in condizioni stazionarie se non durante l'apertura iniziale dell'otturatore. L'instabilità di una valvola di sicurezza è quel fenomeno che porta ad un non corretto funzionamento della valvola stessa, generando quindi oscillazioni più o meno rilevanti della portata di scarico e l'innescare di vibrazioni.

Prima di approfondire occorre definire alcuni parametri fondamentali che caratterizzano le prestazioni di una valvola di sicurezza e che incontreremo nelle analisi successive:

- *Contropressione (backpressure)*: pressione che si ha alla sezione di uscita della valvola di sicurezza. Tale valore è dato dalla somma della pressione statica e quella dinamica che si hanno a valle del dispositivo.
- *Contropressione imposta (superimposed pressure)*: pressione statica nella sezione di uscita della valvola di sicurezza. Con scarico diretto in ambiente tale valore coincide con la pressione atmosferica. Nel caso di scarico in blowdown coincide la pressione statica del sistema.
- *Perdite di carico linea (built-up pressure)*: pressione dinamica derivante dalle perdite di carico nei tratti a monte e a valle del dispositivo.

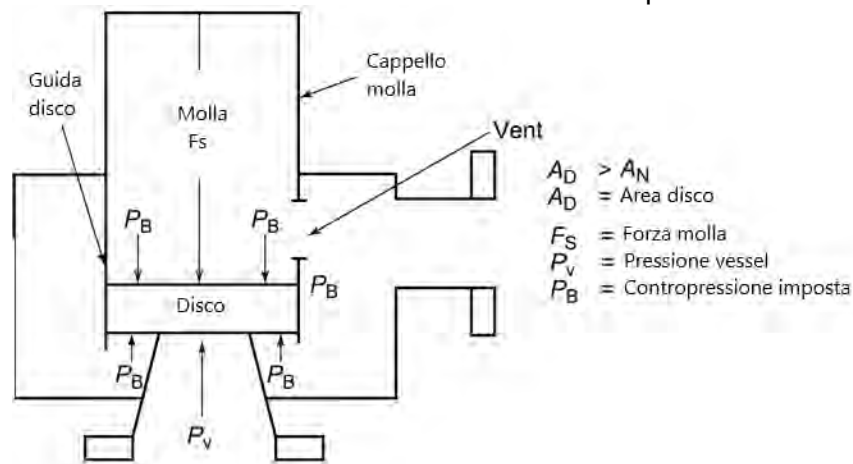


Figura 2. Pressioni che agiscono sull'otturatore di una PSV a molla con cappello

Queste grandezze ricoprono un ruolo fondamentale e spesso sottovalutato. Come vedremo in seguito, infatti, il trascurare questi effetti nelle fasi progettuali del sistema di sicurezza potrebbe generare fenomeni di instabilità sulla/e valvola/e.

La norma API 520 ne descrive tre principali:

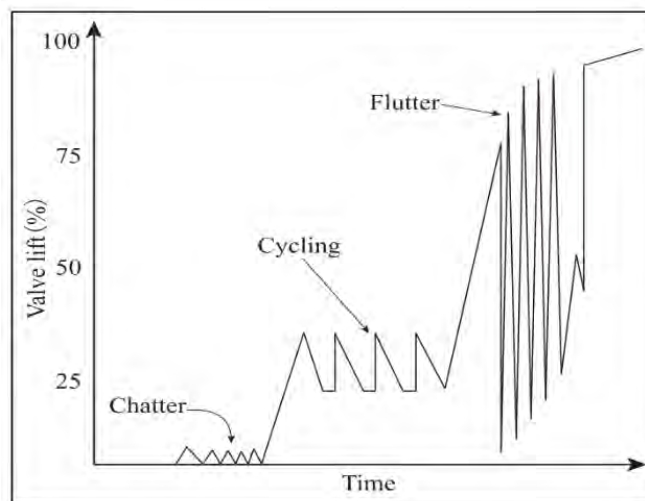


Figura 3. Fenomeni di instabilità

3.1 Fenomeno del "Cycling"

Il fenomeno consiste nell'apertura e nella chiusura con bassa frequenza della valvola di sicurezza. Questo di solito accade quando la capacità di scarico della valvola è molto maggiore rispetto alla portata da scaricare.

In questo caso l'otturatore si alza e la valvola scarica una portata che è superiore rispetto a quella generata nello scenario critico. Si innesca così un fenomeno ciclico in cui la valvola si riaprirà ogni qual volta si raggiungano le condizioni di scarico per poi richiudersi. La frequenza di questa oscillazione è funzione della capacità del fluido di tenere aperta la sede ed è di molto inferiore della pulsazione naturale della valvola stessa (frequenza di risonanza del sistema). In via del tutto generale, tale fenomeno non genera danni rilevanti ma a lungo andare potrebbe innescare un deterioramento sulla superficie dell'otturatore, ostacolando quindi la corretta adesione dello stesso sulla sede.

3.2 Fenomeno del "Flutter"

In questo caso si ottiene un'oscillazione rapida dell'otturatore che però non raggiunge mai le condizioni di chiusura. Questo è causato dalla dinamica del sistema che fa muovere l'otturatore vicino la frequenza naturale della valvola e può portare all'usura dei componenti mobili ed il blocco della valvola nelle posizioni di completamente chiusa o parzialmente aperta. Tale fenomeno è più frequente nelle valvole di sicurezza a molla.

3.3 Fenomeno del "Chattering"

Il fenomeno è simile a quello del cycling ma, l'oscillazione possiede una frequenza molto alta, il cui ordine di grandezza è prossimo alla pulsazione naturale del sistema. La prima conseguenza è la possibile perdita di tenuta dei vari elementi (tiranti sugli accoppiamenti flangiati o rottura dei componenti a causa della fatica) a causa delle vibrazioni dovute allo sbattere dell'otturatore sulla propria sede.

4. Principali cause dell'instabilità

I fenomeni vibratorii possono avere la stessa origine e si possono instaurare solo se l'otturatore non riesce a raggiungere la piena alzata. Quando l'otturatore della valvola di sicurezza si porta contro l'arresto meccanico rimanendovi appoggiato è molto difficile che si inneschino vibrazioni dell'otturatore. Se invece l'otturatore non raggiunge il fermo meccanico della valvola, si trova esposto ad eccitazioni meccaniche dovute alla turbolenza del fluido che possono provocarne la vibrazione. In questo caso la valvola si comporta come un sistema massa-molla e quindi è soggetto ai modelli fisici che ne regolano il comportamento.

Tra questi ricopre un ruolo fondamentale quello che porta al raggiungimento della frequenza di risonanza del sistema. Un sistema massa-molla, infatti, sottoposto ad un carico ciclico genera un movimento vibratorio che al raggiungimento di una determinata frequenza, denominata pulsazione naturale del sistema, può far sì che si

raggiunga il fenomeno della risonanza, il quale amplifica in maniera progressiva l'oscillazione. Questo è lo scenario peggiore poiché la vibrazione generata è crescente e si propaga su tutti gli elementi interni alla valvola ed in contatto con essa innescando rotture o fenomeni di fatica ciclica.

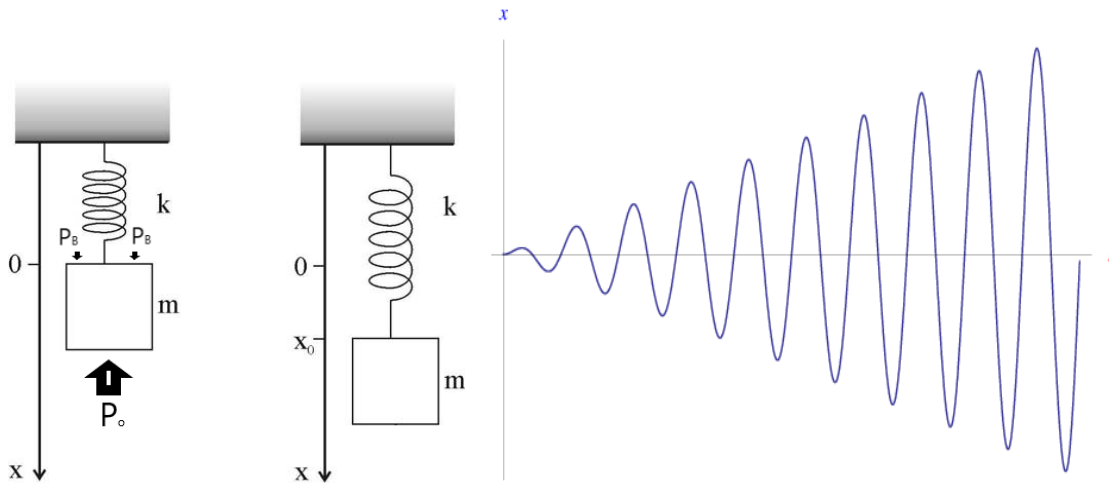


Figura 4. Sistema massa molla in risonanza

L'evoluzione della tecnologia, le continue ricerche nell'ambito dell'ingegneria di processo e l'attenta vigilanza del mercato e dei luoghi di lavoro ha fatto sì che gli incidenti dovuti all'instabilità delle valvole di sicurezza siano molto rari. Nel corso della storia però ci sono stati alcuni accadimenti che hanno portato sotto i riflettori questa problematica. Tra i principali troviamo sicuramente l'incidente avvenuto nell'impianto ICAM di Priolo Gargallo (Siracusa) nel 1985 ^[8], e più recentemente, quello avvenuto presso lo stabilimento Chempark di Zaluzi in Repubblica Ceca, nel 2015 ^[9] ^[10].

In entrambi i casi le ricerche e le indagini successive hanno confermato come tra le cause principali che poi hanno innescato il cosiddetto "effetto domino", ci fosse l'apertura dell'accoppiamento flangiato che collegava la valvola di sicurezza all'impianto. Questo fenomeno, indotto dalle forti vibrazioni che si sono innescate in prossimità dell'otturatore della/e valvola/e di sicurezza ha permesso la fuoriuscita di sostanze infiammabili in ambiente, alimentando il successivo incendio. Andremo ora ad analizzare le principali cause dell'instabilità.

4.1 Valvola sovradimensionata

Disporre di una valvola con un'elevata portata di scarico è sicuramente un aspetto che tutela l'utilizzatore ma cosa succede se lo scenario di sovrappressione genera una portata molto inferiore? La valvola scarica la massima portata senza effettuare tutte la corsa (soprattutto nel caso dei liquidi) oppure apre e chiude ripetutamente, innescando fenomeni vibratorii. Ovviamente il rimedio consiste nell'adottare una valvola con un orifizio più piccolo sfruttando l'intera corsa dell'otturatore e portandolo a battuta.

4.2 Perdite di carico sulla linea in ingresso alla valvola

La valvola di sicurezza si apre quando sull'otturatore la pressione statica raggiunge il valore di taratura. Una volta che l'otturatore si solleva si passa alle condizioni dinamiche in cui la pressione, a monte dell'area di scarico, è fortemente influenzata dalle perdite di carico che si hanno durante il percorso. La valvola dovrebbe essere posizionata il più vicino possibile all'attrezzatura in pressione in modo da preservare i valori ammissibili di pressione. Tale soluzione è comunque da evitare qualora ci siano fluttuazioni di pressione abbastanza ampie da generare fenomeni di fatica ed è per questo motivo che le valvole andrebbero installate in una zona a pressione stabile.

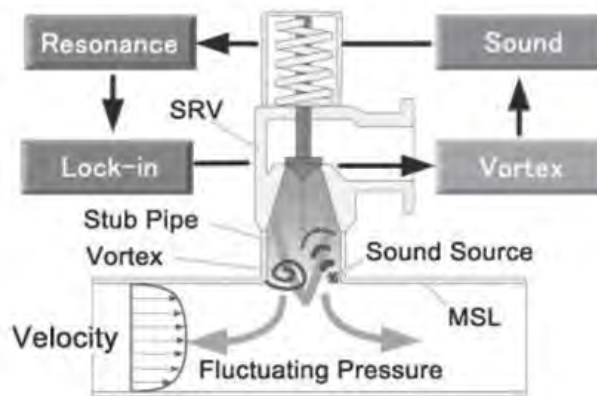


Figura 5. Effetti della pressione fluttuante

D'altro canto, installare il dispositivo di sicurezza troppo lontano dall'attrezzatura potrebbe innescare effetti simili. Se analizziamo il tratto che collega la valvola all'attrezzatura, osserviamo che le perdite di carico dissipano parte dell'energia del fluido stesso riducendo la pressione che agisce sull'otturatore.

In pratica, le perdite di carico, se non valutate correttamente, potrebbero generare fenomeni di chiusura ciclica dell'otturatore della valvola (cycling o chattering) o addirittura, nel caso in cui siano molto grandi, far sì che si vada a superare, all'interno dell'attrezzatura il valore massimo consentito di 1.1 volte la PS. A tal proposito ci vengono incontro le norme UNI EN ISO 4126-1 ed API 520.

Entrambe suggeriscono di limitare le perdite di carico in ingresso al dispositivo ad un valore non superiore al 3%. Al di sotto di tale soglia gli effetti delle perdite di carico possono essere trascurati mentre nel caso in cui venga superata occorrerà tenerla in considerazione nel dimensionamento ed eventualmente abbassare la pressione di taratura del dispositivo. Recenti studi hanno però dimostrato che limitare la perdita di carico ad uno specifico valore non è sufficiente a garantirne la stabilità.

4.3 Contropressione e perdite di carico sulla linea di uscita

La pressione di taratura, la capacità di scarico e le caratteristiche operative devono tenere in considerazione gli effetti della pressione a valle del dispositivo. Come abbiamo detto in precedenza, secondo la norma UNI EN ISO 4126-1, questa è data dalla somma di due contributi, un valore statico che è pari alla pressione dell'ambiente

di scarico ed un valore dinamico che è dato dalle perdite di carico che il flusso incontra durante il suo percorso. Di solito il valore limite che deve raggiungere la “back pressure” è indicato dal fabbricante della valvola stessa che lo esprime in termini percentuali della differenza tra la pressione di taratura e la pressione statica. Nel caso in cui ciò non fosse esplicitato o riportato nella documentazione la norma ci dice di calcolare la pressione di uscita usando la capacità di efflusso, la quale è la capacità di un dispositivo di sicurezza calcolata usando il coefficiente di scarico certificato diviso per un fattore di 0.9. Come si evince anche dalla Figura 1 l’azione della contropressione è quella di ostacolare l’apertura dell’otturatore, generando una forza contraria a quella esercitata dal fluido da scaricare. La soluzione che di solito viene applicata, quando abbiamo forti valori di contropressione nel sistema di blowdown, è quella di installare una valvola di sicurezza con soffiello. Questa evita che la contropressione entri in contatto diretto con l’otturatore e quindi non ci saranno forze che ostacolano l’apertura se non quella della molla.

4.4 Effetto onde d’urto

Questa è sicuramente la causa più complessa da analizzare poiché è descritta da complesse relazioni analitiche, frutto delle leggi fisiche che governano la gasdinamica ed è tutt’ora in corso di studio nei principali centri di ricerca. Quando il salto di pressione che avviene attraverso una sezione raggiunge le condizioni soniche viene generata un’onda d’urto che si propaga tramite onda sfruttando il movimento delle molecole d’aria. Ovviamente l’onda ha una velocità di propagazione e quando incontra un ostacolo reagisce variando la sua direzione. Può accadere che a seguito di una riflessione, magari a causa di un componente vicino oppure dell’arrivo in un ambiente espansivo (ad esempio un serbatoio), l’onda ritorni in prossimità dell’area di scarico. Per semplicità ipotizziamo che l’area coincida con l’orifizio della valvola stessa. Quando l’onda ritorna innesca una variazione istantanea della pressione a valle dell’orifizio che potrebbe favorire la richiusura dell’otturatore ma soprattutto generare fenomeni vibratorii ad alta frequenza portando ad i fenomeni di instabilità prima descritti. Le principali soluzioni, qualora ci sia la possibilità che tale rischio avvenga, sono quelle, o di sfruttare sistemi che riescano a smorzare le vibrazioni prodotte, soluzione che di solito è applicata sulla carpenteria di supporto del piping, oppure prevedere delle opportune rondelle di sicurezza autosmorzanti. Queste ultime, infatti, proteggono la tiranteria dalla riduzione del precarico durante il fenomeno vibratorio.

5. Analisi dell’incidente di Zaluzi

Il 13 Agosto 2015, nella centrale Chempark di Zaluzi, una delle principali raffinerie della nazione è avvenuto il più grande incidente degli ultimi venti anni di storia della Repubblica Ceca. L’incidente è iniziato con un’interruzione del sistema di raffreddamento, che ha portato ad una forte produzione di vapore di propilene. Le valvole di sicurezza in Cuma alla colonna si sono aperte, scaricando però, un flusso

altamente instabile che ha portato allo smontaggio dei tiranti posizionati sugli accoppiamenti flangiati permettendo la fuoriuscita di vapore, altamente infiammabile. L'incidente avvenuto presso il Chempark di Zaluzi ha portato ad una serie di indagini ed analisi per risalire alle cause che hanno portato all'esplosione. Tra queste spicca l'articolo accademico rilasciato dalla rivista Elsevier^[8] condotta dall'Università di Praga insieme all'azienda utilizzatrice dell'impianto. Tramite il software Hysys (Aspen Technology) sono state ricreate le condizioni che hanno portato all'incidente al fine di trovarne le cause.

5.1 Risultati ottenuti

L'analisi ha mostrato come la progettazione iniziale del sistema di sicurezza fosse in linea con le indicazioni principali della norma API 520:

- La taratura delle 4 valvole di sicurezza era in linea con le attrezzature protette.
- Le perdite di carico sulla linea di ingresso rispettavano il 3% della taratura.
- La capacità di scarico delle valvole erano più che sufficienti (767 605 Kg/h rispetto ad un valore minimo necessario di 330 000 Kg/h).
- Erano installate valvole con soffierto, per le quali la contropressione totale era all'interno dei valori ammissibili (pari al 17% della pressione di taratura rispetto al valore ammissibile del 50 % indicato dalla norma).
- I supporti delle tubazioni sono stati verificati e non hanno presentato criticità.

Non venne però considerato l'effetto che hanno le onde d'urto sul sistema. La frequenza naturale della valvola di sicurezza installata era di 19,6 Hz, il software ha permesso di calcolare la frequenza massima raggiunta in prossimità della valvola e tale valore è risultato essere prossimo a 19,42 Hz.

6. Conclusione

Come si è cercato di descrivere e dimostrare la sola applicazione delle norme tecniche di riferimento a volte non è sufficiente per risolvere tutti gli eventuali rischi possibili all'interno di un impianto in pressione. Nonostante l'elevato dettaglio e le notevoli informazioni che sono a disposizione dei progettisti occorre sempre essere aggiornati sugli ultimi sviluppi in ambito scientifico. Gli incidenti citati in questo articolo sono frutto dell'obsolescenza degli impianti stessi, il che dimostra la necessità di rendere i processi in linea con gli ultimi sviluppi delle norme tecniche. Non è sufficiente scegliere le valvole di sicurezza soltanto valutando i parametri ammissibili da preservare, ricoprono un ruolo chiave anche la posizione di esse sulla linea di scarico e la loro resistenza ai carichi meccanici, fortemente influenzati dagli ambienti di utilizzo e dalle attività manutentive indicate dai rispettivi fabbricanti.

7. Bibliografia

[1] UNI EN 764-7, edizione Maggio 2002;

[2] EN ISO 4126-1, edizione 2019 - EC1-2020 UNI EN ISO 4126-1:2019;

- [3] EN ISO 4126-7, edizione 2019, pag. 4;
- [4] API STANDARD 520 part I, tenth edition, ottobre 2020.
- [5] API STANDARD 520 part II, tenth edition, ottobre 2020;
- [6] API STANDARD 521, seventh edition. giugno 2020.
- [7] Direttiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione;
- [8] Ministero dell'Interno, Direzione generale della Protezione Civile e dei servizi antincendio, Servizio Tecnico Centrale, Rassegna comparata incidenti di notevole entità (incendi, esplosioni e scoppi, loro evoluzione ed effetti prodotti), Roma: Servizio Documentazione e Relazioni Pubbliche dei Vigili del Fuoco, 1986;
- [9] Unipetrol, 2017, root Cause Analysis of Explotion and Fire at. Youtube: <https://www.youtube.com/watch?v=FssYuQCZtEs>.
- [10] Tomas Herink, Jan Doskočil, Martin Růžička, Philp A.Henry, Robert A. Sadowski, Petr Zámotný, Propylene column pressure relief valves chattering resulting in explosion and fire of the Steam Cracker unit, Elsevier, 2022, volume 74.

Esercizio di generatori di vapore con almeno 45 anni di vita: considerazioni su casi studio

C. Grazioli, P. Sergi

Inail - Uot di Messina

Abstract

I Generatori di Vapore sono una tipologia di apparecchi a pressione le cui caratteristiche peculiari di funzionamento e per i rischi ad esso connessi, sono sempre stati oggetto di specifici interventi a livello normativo, dal R.D. 824 del 1927 al Testo Unico 81 del 2008, passando per le circolari tecniche dell'ANCC e dell'ISPESL.

In questo lavoro viene fatto il punto sullo stato dell'arte della normativa tecnica, al fine di analizzare e gestire l'invecchiamento di tali apparecchi.

L'invecchiamento è funzione di vari parametri, in particolare delle condizioni di installazione e di esercizio; la sua gestione permette di prolungare il più possibile la vita dell'impianto in condizioni di sicurezza.

Viene dapprima presentata la procedura tecnico-amministrativa ad oggi vigente sul territorio nazionale per consentire l'ulteriore esercizio di generatori di vapore che abbiano raggiunto o superato il 45° anno di vita. La circolare Ispesl n.60/97, che costituisce lo strumento operativo nel caso in esame, prevede che sia il Gestore ad effettuare tutti i controlli e le valutazioni di integrità, e sia poi l'Inail a rilasciare l'autorizzazione all'ulteriore esercizio, valutato l'esito delle indagini fatte.

Successivamente, attraverso alcuni casi studio, viene messa a fuoco la tipologia dei controlli da effettuare o eventualmente disponibili per meglio valutare lo stato di conservazione degli apparecchi.

In conclusione, si analizzano i possibili scenari inerenti il prosieguo delle attività di manutenzione e verifica a cui sottoporre l'apparecchiatura per garantire l'esercizio.

Keywords: Generatori di Vapore – invecchiamento – stato di conservazione.

1. Introduzione

I generatori di vapore (GV) sono attrezzature esposte alla fiamma con rischio di surriscaldamento, e quindi storicamente soggetti, a livello normativo, a indicazioni specifiche, come l'autorizzazione all'installazione e l'abilitazione alla conduzione.

I GV sono presenti in numerosi settori industriali, dal petrolchimico al farmaceutico o alimentare, cartiere, ancora settore sanitario o metalmeccanico.

Questo lavoro si focalizza sulla normativa italiana che prevede, per queste attrezzature di lavoro, una procedura di valutazione del degrado dei materiali, oltre i 45 anni di esercizio. Si tratta quindi della gestione dell'invecchiamento, in quanto

per motivi economici e produttivi, sembra utile riutilizzare i vecchi impianti, anziché smantellare; la problematica riveste un certo interesse per i grandi stabilimenti industriali a ciclo continuo, dati gli elevati costi di realizzazione di nuovi impianti, la carenza di siti disponibili ed i tempi lunghi per effettuare la sostituzione di quelli esistenti. Sul nostro territorio sono presenti molti impianti installati tra fine anni '60 e inizio anni '80, che hanno quindi raggiunto o sono prossimi a raggiungere tale soglia.

L'ulteriore esercizio oltre i 45 anni è piuttosto raro invece nella piccola e media industria, dove vengono utilizzati apparecchi di potenzialità contenuta e quindi di dimensioni ridotte, inseriti in processi produttivi più facilmente intercettabili; in questo caso risulta più semplice l'eventuale sostituzione di un generatore soggetto a fenomeni di invecchiamento qualora manifesti perdita di efficienza e/o sicurezza.

2. Lo sviluppo normativo

Forniamo una breve panoramica sull'evoluzione della normativa italiana con riguardo ai generatori di vapore:

- R.D. 1331 del 9 luglio 1926, originario riferimento normativo per le attrezzature a pressione;
- R.D. 824 del 12 maggio 1927 e ss.mm.ii., regolamento per l'esecuzione, fornisce per la prima volta indicazioni inerenti la costruzione, la riparazione e l'esercizio con le relative verifiche;
- D.M. 21 maggio 1974, norme integrative al decreto precedente, con aggiornamento del regime delle verifiche;
- D.Lgs. 93 del 25 febbraio 2000, "Attuazione della direttiva 97/23/CE (PED) in materia di attrezzature a pressione", modifica il quadro normativo per quanto concerne la progettazione, fabbricazione, valutazione di conformità, immissione sul mercato ed esercizio delle attrezzature a pressione;
- D.M. 329 del 1° dicembre 2004, norme di attuazione a livello nazionale per la messa in servizio ed utilizzazione delle stesse attrezzature;
- D.Lgs. 81 del 9 aprile 2008, T. U. per la sicurezza, regola il regime delle verifiche periodiche e la loro scadenza, fatta salva la messa in servizio e/o la dichiarazione di messa in servizio per apparecchi di nuova installazione;
- Decreto Ministeriale 11 aprile 2011, disciplina le nuove modalità di esecuzione delle verifiche periodiche delle attrezzature a pressione.

A completamento di questo quadro normativo ci sono le circolari esplicative e le norme tecniche, ossia:

- Specifica Tecnica Applicativa VSG (ISPESL – ed.1999), fornisce le formule di calcolo inerente la verifica di stabilità dei GV;
- Circolare Ispesl n.60 del 14 luglio 1997 (sostituisce la precedente circolare ANCC n. 7367 del 21 agosto 1957), procedura per la valutazione dello stato di conservazione e l'autorizzazione all'ulteriore esercizio di generatori che abbiano raggiunto o superato il 45° anno di età;

- Circolari Ispesl n.4 e n.5 del 2005 relative alla procedura tecnico-amministrativa inerente l'installazione di GV, sia come apparecchi che come insiemi;
- specifica tecnica UNI/TS 11325-3:2021, Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione – Parte 3: Sorveglianza dei generatori di vapore e/o acqua surriscaldata;
- Norma UNI 11706:2018, Attrezzature a pressione – Valutazione dello stato di conservazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione a seguito del degrado strutturale e metallurgico da esercizio dei materiali, di componenti di generatori di vapore o di altre tipologie di apparecchi.

3. Gestione dell'invecchiamento

L'invecchiamento di un'apparecchiatura non si riferisce semplicemente al tempo trascorso dalla data di produzione o di messa in servizio, ma si manifesta come una forma di deterioramento generale, che fa aumentare il rischio di presenza di difetti o guasti, con conseguente perdita di contenimento. La gestione dell'invecchiamento è prioritaria per l'utilizzatore al fine di evitare un cattivo rendimento o un fuori servizio dell'impianto, o peggio eventuali incidenti, con le relative conseguenze anche in termini di responsabilità diretta.

Questa gestione oggi è possibile grazie allo sviluppo tecnico-scientifico che si applica in tutte le fasi del ciclo di vita di un impianto, a partire dalla progettazione che può contare sulle maggiori conoscenze riguardo la costituzione dei materiali impiegati, ai metodi di saldatura, dall'analisi dei rischi e dei componenti più sollecitati, alla valutazione preventiva dell'incidenza e dell'evoluzione di fenomeni quali corrosione ed erosione, creep, ecc.

L'invecchiamento e, più in generale l'integrità di un generatore, va valutato attraverso un'attività continua, in quanto è funzione di svariati parametri, condizioni operative, condizioni di installazione e condizioni al contorno.

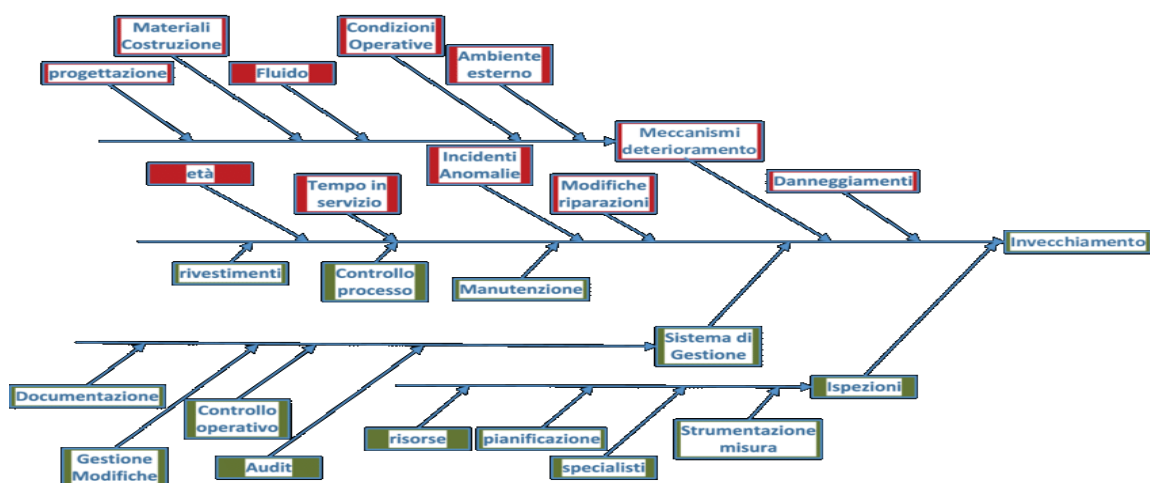


Figura 1. Fattori che determinano l'invecchiamento

Sulla base dell'esperienza e dello stato dell'arte, è opportuno eseguire una dettagliata analisi di rischio, che tenga conto di diversi meccanismi di danno, connessi sia al degrado del componente stesso che al degrado microstrutturale del materiale; analisi basata quindi su diversi elementi:

- informazione e documentazione di tutta la storia dell'attrezzatura, a partire dai codici di progettazione adottati, dai materiali utilizzati, comprese le diverse condizioni di utilizzo, le riparazioni e modifiche intervenute nel corso degli anni;
- conoscenza approfondita dei meccanismi di deterioramento (chimici e fisici, interni ed esterni, continui o occasionali), ai quali può andare incontro l'attrezzatura, legati ad aspetti tecnici, o anche gestionali;
- monitoraggio dei parametri significativi per le condizioni di integrità e funzionalità dell'impianto, tramite misurazione, controlli e prove non distruttive, ed opportuna elaborazione di eventuali dati indiretti.

In un impianto a ciclo continuo per esempio i meccanismi più presenti e significativi di degrado possono essere i seguenti (approccio RBI, Risk-Based Inspection, secondo API, American Petroleum Institute):

- fattori fisici: ambiente corrosivo (corrosione interna ed esterna, erosione), surriscaldamento interno, superamento limiti di pressione, fatica termica e meccanica;
- fattori costruttivi/di processo: tenuta irregolare di flange o guarnizioni, uso di acqua contaminata per le prove in pressione, deterioramento dei dispositivi di sicurezza, temperature/sollecitazioni eccessive;
- fattori operativi: progetto e realizzazione con standard superati, errori di fabbricazione ed installazione, variazione parametri di esercizio, riparazioni o modifiche effettuate.

Nella maggior parte dei casi il processo di deterioramento è un meccanismo lento; quindi, gli effetti si rilevano solo dopo un lungo tempo. I danni riscontrabili si manifestano in termini di riduzione di spessore, presenza di cricche o altri difetti simili, esfoliazione del materiale o perdita delle sue caratteristiche chimiche e quindi della sua affidabilità in termini di resistenza; di fatto questi difetti sono gli stessi di altre casistiche e, pertanto, vengono rilevati a prescindere dalla causa contingente.

4. La procedura tecnica

La circ. Ispepl n. 60/97, ad oggi, costituisce di fatto l'unico strumento operativo disponibile e riconosciuto dagli operatori del settore, anche se sono allo studio una revisione ed aggiornamento della stessa circolare ed una specifica tecnica UNI/CTI. Essa formalizza una procedura che consente di verificare sul piano pratico lo stato di conservazione dei generatori di vapore che abbiano raggiunto o superato il 45° anno di età, l'evoluzione del degrado e l'eventuale frazione di vita ancora utilizzabile, al fine di consentire l'ulteriore esercizio comunque in condizioni di sicurezza.

Perché la soglia dei 45 anni? Perché viene ereditata dalla precedente circ. ANCC n. 7367/57, che prevedeva tale riferimento per la revisione della pressione di bollo nel caso di GV con materiale certificato, a seguito del presumibile degrado delle caratteristiche meccaniche del materiale. Ma soprattutto perché risulta congruente con l'analisi, in termini probabilistici, dell'accadimento di un guasto in funzione dell'età dell'apparecchiatura, rappresentato dalla curva cosiddetta a "vasca da bagno" (Fig.2), secondo la quale, l'affidabilità di un componente è inizialmente costante nel tempo, ma decade man mano che l'età dell'apparecchiatura cresce, in quanto alcuni fenomeni presentano una frequenza non più trascurabile, proprio a causa dell'invecchiamento.

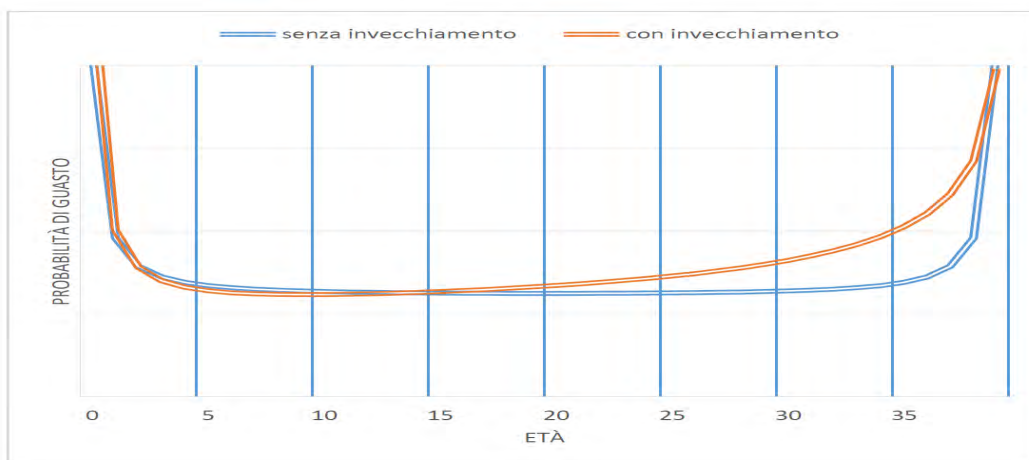


Figura 2. Dipendenza del rateo di guasto dall'età attrezzatura (curva a vasca da bagno)

La valutazione dello stato di conservazione, con riferimento al deterioramento dei materiali è demandata all'utilizzatore del generatore, che si avvale di un 'tecnico qualificato' per elaborare un piano di controlli, il quale deve prendere in esame l'analisi storica dell'attrezzatura, l'esito di precedenti verifiche e interventi (riparazioni, evoluzione del creep, verifiche periodiche, controlli di manutenzione, ecc.), nonché le diverse tipologie di sollecitazioni connesse all'esercizio, per individuare le parti del generatore presumibilmente più sollecitate ed avere un quadro chiaro dello stato d'integrità.

Indicativamente per generatori di vapore a tubi di fumo, i componenti rilevanti ai fini della sicurezza, da sottoporre quindi ad indagine, sono: camera di combustione, piastre tubiere, economizzatori; mentre per generatori di vapore a tubi d'acqua sono: corpo cilindrico, collettori, struttura portante.

Il piano dei controlli deve definire il tipo di controlli da effettuare, la loro localizzazione ed estensione, le tempistiche di esecuzione e, possibilmente, i criteri di accettabilità dei difetti; in ogni caso la circolare prescrive che vengano effettuati almeno i seguenti controlli:

- a) esami con metodi non distruttivi volti a determinare lo spessore delle membrature e ad individuare la presenza di eventuali difetti;
- b) micrografie per replica morfologica per analizzare il possibile invecchiamento del materiale;
- c) misure di durezza sulle membrature più sollecitate;
- d) analisi chimica, su trucioli o limature di materiale prelevati dalla caldaia, per verificare l'infragilimento del materiale.

Nei casi dubbi, la circolare prevede che vengano effettuate ulteriori indagini metallografiche, attraverso il prelievo di schegge o carotaggio del componente.

Il tutto subordinato al parere dell'Ente Istituzionale, ISPESL ora INAIL, in quanto lo stesso piano viene valutato in base allo stato generale del generatore, da riscontrare attraverso una sua accurata ispezione, sia interna che esterna, una prova idraulica ed una prova a caldo, con le modalità previste dalle norme vigenti.

A completamento della procedura, il tecnico incaricato dall'utilizzatore, redige una relazione, finalizzata alla valutazione dello stato di conservazione ed efficienza dell'intero generatore. La relazione deve riportare l'esito dei controlli, evidenziare i possibili meccanismi di danno e la loro localizzazione ed indicare, laddove necessario, eventuali azioni correttive da attuare, ossia interventi di riparazione/sostituzione delle membrature. È auspicabile che la relazione valuti anche le condizioni future di esercizio (es. flessibilità di conduzione, funzionamento a carico ridotto), ai fini dell'esercizio in sicurezza, ed eventualmente possa prevedere già un piano per il successivo monitoraggio nel tempo dell'integrità strutturale e dei materiali.

Infine, è sempre l'INAIL a rilasciare l'autorizzazione all'ulteriore esercizio dell'apparecchiatura.

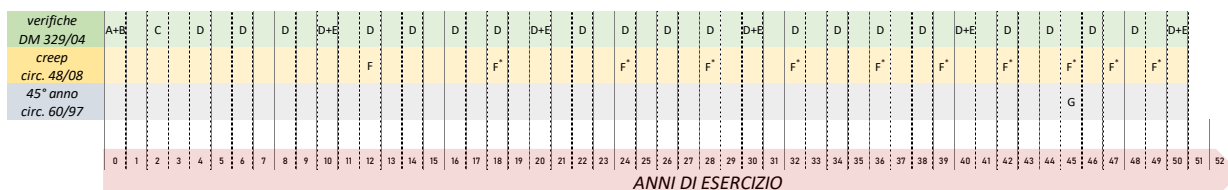
5. Rivalutazione dopo i 45 anni

La circolare non esplicita l'iter successivo al rilascio della autorizzazione sopraindicata, ossia per quanto tempo? Con quale modalità di ricontrollo?

Proviamo pertanto a ragionare su alcune ipotesi di lavoro:

1. La valutazione dello stato di conservazione viene ripetuta ogni 45 anni, il che appare un'ipotesi forzata, in quanto le condizioni di efficienza saranno sicuramente ridotte e non è legittimo pensare ad altri 45 anni di pari esercizio con gli stessi parametri; sarebbe più opportuno rifarsi al concetto di vita utile dell'apparecchiatura, anche se sui GV degli anni '70 - '80, attualmente in esercizio, non era stato applicato in fase di progettazione, in quanto non previsto all'epoca della costruzione.
2. L'Inail rilascia l'autorizzazione e indica il periodo per l'ulteriore esercibilità del GV alla scadenza del quale dovrà essere ripetuto l'intero iter previsto dalla circolare, con tutti i controlli. Per i GV, che lavorano sempre in condizioni tali per cui possono verificarsi significativi fenomeni di scorrimento viscoso o di fatica oligociclica, si osservano già le prescrizioni tecniche vigenti in materia; di fatto si

- verrebbe a creare un percorso parallelo ad altre procedure, con una modalità simile nella forma ma in parte anche nella sostanza. Questo tipo di approccio ci sembra comunque ridondante, nonostante la procedura relativa all'invecchiamento comprenda l'intero generatore, in tutte le sue parti, e non solo alcuni componenti, come avviene per esempio per lo scorrimento viscoso.
3. Rilasciata l'autorizzazione ai sensi della circ. ISPEL n.60/97, si rimanda al regime delle verifiche periodiche, già stabilito e cadenzato dalle norme in vigore, il controllo del GV ed il rilievo di eventuali problematiche che possano pregiudicare l'ulteriore esercizio. In effetti, ai sensi del D.M. 11 aprile 2011 all. II, è previsto che, qualora durante la verifica emergessero dubbi sulla condizione delle membrane o in caso di situazioni evidenti di danno, è consentito avvalersi di ulteriori esami e prove, al fine di accertare la permanenza delle condizioni di stabilità. Inoltre, a fronte di situazioni critiche, il soggetto incaricato deve ordinare il divieto d'uso del generatore, e se anche a seguito di riparazioni, sostituzioni o modifiche, non risultasse garantita la sicurezza di funzionamento, lo stesso deve essere declassato, utilizzato a pressione atmosferica o demolito. Questo percorso è di fatto quello applicato attualmente, sulla base della normativa vigente.
 4. Possibilità di riomologazione del GV ai sensi della direttiva PED; vanno qui ricompresi i casi in cui il generatore ha subito, o deve subire, una variazione dei dati di targa, nonché una serie di interventi di sostituzione di membrane (corpi cilindrici, fasci tubieri del surriscaldatore, ecc.), tali da configurare una modifica. Il Fabbroicante si assume l'onere di valutare i RES, tenendo conto che alcuni componenti hanno già un pregresso esercizio pari a 45 anni. Il fascicolo dell'attrezzatura dovrà documentare il buon stato di conservazione ed efficienza.



LEGENDA:

- A=primo impianto
- B=dichiarazione di messa in servizio
- C=prima verifica periodica
- D=verifica di funzionamento
- E=verifica di integrità
- F=creep 100.000h
- G=verifica 45° anno
- * periodicità definita caso per caso.

Nel presente diagramma si ipotizzano step a (50.000h, 35.000h, 25.000h, 18.000h)

Figura 3. Adempimenti correlati all'esercizio di un generatore di vapore

6. Casi studio

A seguito della nostra esperienza diretta sul campo, presentiamo di seguito alcuni casi studio utili a formulare alcune considerazioni.

6.1 Caso 1 – GV a tubi d'acqua con 250.000 h di esercizio

Il primo caso riguarda due generatori gemelli installati in un impianto di produzione di energia elettrica, eserciti con continuità, senza sostanziali modifiche e/o sostituzioni dei principali componenti.

Durante i 45 anni di esercizio, sono stati eseguiti tutti i controlli di legge previsti per la valutazione di integrità strutturale dei due generatori; in particolare sono stati effettuati i controlli rivolti ai componenti operanti in regime di scorrimento viscoso ed alla verifica dello stato di conservazione ed efficienza delle tubazioni (D.M. 329/2004, art. 16). Sono stati inoltre effettuati altri controlli, su base programmatica di manutenzione, che hanno riguardato altri componenti, quali la camera di combustione (in particolare i tubi di parete) e l'economizzatore.

Per la definizione del piano dei controlli, sono stati individuati i componenti più soggetti a degrado o non rientranti nei precedenti controlli ed è stata effettuata un'analisi dei principali meccanismi di danneggiamento a cui sono sottoposti i generatori di vapore del tipo in esame, ossia a tubi di acqua:

- fatica termomeccanica: con particolare riferimento al corpo cilindrico, in quanto caratterizzato da maggiori spessori del fasciame e soggetto alle maggiori pressioni, ed ai collettori finali, in quanto soggetti alle maggiori escursioni di temperatura;
- scorrimento viscoso: collettori e serpentini finali dei circuiti surriscaldamento (SH) e risurriscaldamento (RH);
- corrosione esterna/interna e ossidazione: corpo cilindrico, tubi di parete, serpentini SH e RH, serpentini ECO;
- surriscaldamento: tubi di parete, serpentini SH e RH;
- attacco da idrogeno: tubi di parete.

Negli ultimi anni, a causa delle nuove esigenze di servizio flessibile, con frequenti e rapide variazioni di carico e cicli di fermate/avviamenti sempre più ravvicinati, il meccanismo di danneggiamento più rilevante risulta determinato dalla fatica termomeccanica. I raffreddamenti e riscaldamenti sempre più frequenti inducono appunto nei materiali sforzi ciclici che determinano un veloce invecchiamento dell'impianto, riduzione dell'affidabilità e richiedono numerosi interventi di manutenzione.

I controlli eseguiti hanno evidenziato difetti in prossimità di alcune forature del corpo cilindrico, imputabili proprio a fatica termomeccanica. Utilizzando un modello ad elementi finiti, il progettista ha analizzato l'evoluzione dei difetti, che sono risultati stabili, con velocità di propagazione modeste; un ulteriore ricontrollo ad un anno di distanza delle stesse forature ha confermato il quadro, con assenza di propagazioni apprezzabili dei difetti già riscontrati. Sono quindi stati eseguiti gli interventi di riparazione necessari mediante barenatura delle forature, mantenendo l'asportazione di materiale entro i limiti previsti dalla verifica di stabilità effettuata in precedenza.



Figura 4. Esempio dei difetti riscontrati sul corpo cilindrico



Figura 5. Esempio di bonifica dei difetti

6.2 Caso 2 – GV a tubi d'acqua con 200.000 h di esercizio

Riguarda un altro generatore di vapore della stessa tipologia precedente, a tubi d'acqua e con le stesse caratteristiche costruttive e funzionali.

In questo caso si è scelto in fase di pianificazione, di estendere i CND a tutti i componenti del GV mai oggetto di indagini precedenti e, parallelamente, di intensificare i controlli sui componenti più a rischio fino a percentuali molto alte, pari al 100% ove possibile. Questo ha consentito di osservare lo sviluppo dei difetti sui diversi componenti, in relazione alla loro funzione ed alla loro maggiore o minore sollecitazione, sulla base del confronto con i dati emersi dalle indagini precedenti, e infine poter confermare sostanzialmente l'andamento atteso nelle ipotesi preliminari.

Il fenomeno di corrosione, generalizzata o localizzata, è risultato ad oggi molto meno presente che in passato, grazie ad un migliore controllo della chimica e purezza dell'acqua del ciclo; d'altra parte, l'effetto, che è quello di ridurre lo spessore di parete, risultava già monitorato nell'ambito dei controlli di legge.

Significativo è invece risultato il controllo finalizzato ad indagare danni da infragilimento, generato dal carbonato di sodio utilizzato per addolcire l'acqua nei generatori più vecchi. Il fenomeno è dovuto alla formazione di idrossido di sodio che reagisce chimicamente con il ferro, determinando diminuzioni di spessore e/o formazione di microcricche che possono propagarsi sino a diventare critiche. Questo fenomeno, per la sua particolarità e per le posizioni ove in genere si manifesta, non veniva rilevato durante le normali verifiche periodiche ed inoltre, oggi con le nuove tecniche di addolcimento dell'acqua è molto meno rilevante.

Il meccanismo di danno connesso al degrado microstrutturale del materiale, determinato dalla permanenza alle alte temperature, è in genere estremamente lento, ma può avere delle accelerazioni non previste in caso di surriscaldamenti locali che possono portare il materiale oltre la temperatura massima ammessa. È risultato un fenomeno di norma non rilevabile nei controlli periodici, ma che può essere monitorato con normali controlli metallografici (repliche, durezza, ecc.).

6.3 Caso 3 – GV a tubi d'acqua con 340.000 h di esercizio

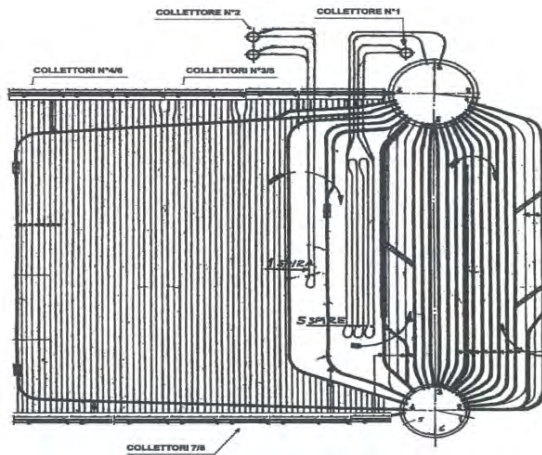


Figura 6. Schema di GV a tubi d'acqua

Riguarda una caldaia a tubi d'acqua utilizzata per il fabbisogno di vapore necessario al processo produttivo.

Dall'analisi degli esiti ispettivi eseguiti periodicamente nel tempo, risulta un discreto stato di conservazione dell'attrezzatura, compatibile con il lungo periodo di esercizio. Negli anni sono stati eseguiti alcuni interventi di riparazione e sostituzione che hanno interessato i tubi del corpo principale ed il collettore di uscita vapore del surriscaldatore SH, componente peraltro soggetto alla riomologazione per scorrimento viscoso. Nella stessa fermata programmata sono state quindi

implementate entrambe le procedure, previste per legge, sia per i componenti soggetti a scorrimento viscoso che per i GV con 45 anni di esercizio.

E' stato quindi redatto il piano dei controlli per il collettore di uscita vapore SH, esercito in regime di scorrimento viscoso, e, parallelamente, per lo stato di conservazione relativo ai 45 anni, sono stati identificati i componenti più critici, alla luce dei dati disponibili e seguendo le indicazioni della circolare, che sono risultati essere, i due corpi cilindrici, superiore ed inferiore, i collettori superiori ed inferiori, il surriscaldatore ed i tubi perimetrali della camera di combustione.

I CND indicati in entrambi i piani sono del tipo esame visivo, magnetoscopico, ultrasonoro difettoscopico, spessimetrico, più repliche metallografiche e misure di durezza; per la riomologazione ai 45 anni sono stati previsti inoltre, controlli dimensionali di eventuali zone deformate e prelievo di trucioli di materiale (nel corpo cilindrico superiore e nel collettore inferiore), ottenendo una mappatura soddisfacente di tutti i componenti costituenti l'apparecchiatura.

Per avere una prima indicazione sullo stato di conservazione dei materiali, sono state effettuate le repliche metallografiche, le quali, ad una prima osservazione non hanno evidenziato fenomeni di danneggiamento o altre anomalie. È stato comunque eseguito un prelievo di materiale per l'analisi chimica, mettendo in luce una criticità operativa, ovvero la necessità di effettuare una misura dello spessore della membratura prima e dopo il prelievo, per valutare eventuali sottospessori residui e la necessità di eventuali interventi di ripristino.



Figura 7. Vista interna di un corpo cilindrico



Figura 8. Esempio di CND sulle connessioni tubo-collettore

7. Conclusioni

A seguito delle esperienze riportate, possiamo sintetizzare alcune osservazioni in merito all'applicazione della circolare n.60/97.

Per la definizione del piano dei controlli, gli utilizzatori non devono circoscrivere le attività ai soli componenti ritenuti critici (esempio il corpo cilindrico) o già sottoposti alle verifiche periodiche (con esiti acquisiti nel tempo), ma devono analizzare l'intera attrezzatura con un dedicato studio preliminare di valutazione che prenda in esame tutti i possibili meccanismi di danno e la loro potenziale localizzazione.

Su un'esperienza riferita a n.6 GV, è stato evidenziato che non risulta particolarmente significativo il prelievo di materiale (trucioli o limatura), in quanto non ha fornito indicazioni degne di nota; pertanto, questo tipo di indagine si può effettuare solo nei casi in cui vengano rilevate anomalie o si presentino dubbi interpretativi.

Le prove previste, ossia visita interna, prova idraulica, prova a caldo per generatori di vapore (prova di funzionamento), mantengono la loro valenza anche se sono state eseguite in precedenza (ai sensi del D.M. 329/04 e del D.M. 11 aprile 2011), in quanto coinvolgono l'intera attrezzatura e forniscono importanti elementi per il rilascio dell'autorizzazione all'ulteriore esercizio. In definitiva, rispetto ad una normale verifica d'integrità, quella ai 45 anni si configura come una verifica più approfondita che copre tutti gli aspetti della vita dell'attrezzatura, poiché vengono condotti esami e prove ad un livello più approfondito e diffuso, e vengono estesi anche a zone che non sono normalmente oggetto di controllo durante le altre verifiche.

Le modalità ed i tempi tecnici tra inizio e conclusione della procedura possono subire delle variazioni anche significative e non note a priori, in quanto in corso d'opera possono subentrare esigenze di riparazioni o ulteriori indagini di approfondimento dettati dai risultati dei CND previsti. Pertanto è utile iniziare l'iter con un congruo anticipo rispetto alla scadenza dei 45 anni, in modo da compensare i tempi delle lavorazioni non preventivate e ritenute necessarie per il buon esito dell'autorizzazione all'ulteriore esercizio.

Nella previsione di aggiornamenti o nuove disposizioni che regolamentino la procedura in oggetto, si ritiene possa essere utile aggiungere almeno un paragrafo

sugli adempimenti da attuare successivamente al completamento della pratica dei 45 anni.

Bibliografia

- [1] Circolare ISPESL n. 60 del 14.07.1997 "Degrado dei generatori di vapore in situ di vecchia costruzione non oggetto di trasferimento per nuovo impianto"
- [2] F. Giacobbe, V. Mancuso, A. Branca, M. Lanzani, C. Sampietri, "Valutazione di integrità strutturale di generatori di vapore fabbricati ed installati da oltre 45 anni. Cenni ai principali meccanismi di danneggiamento Creep - Fatica ed utilizzo della metodologia FFS". Atti del Convegno SAFAP Roma 2014
- [3] C. Delle Site, F. Giacobbe, E. Artenio, C. Fossati, "Verifiche dello stato di conservazione di membrature di generatori di vapore eserciti da oltre 45 anni. gli effetti del degrado strutturale dovuto all'esercizio". Atti 16°congresso AiPnD 2015
- [4] Circolare ISPESL n. 15/92 del 27.02.1992 "Generatori di vapore e recipienti a pressione di vapore o di gas funzionanti in regime di scorrimento viscoso. Verifiche e controlli su impianti in esercizio"
- [5] Circolare ISPESL n. 48/2003 "Procedura tecnica su verifiche di calcolo e controlli su componenti in pressione in regime di scorrimento viscoso del materiale"
- [6] D.M. 329/2008 "Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93"
- [7] UNI/TS 11325-9:2013 "Messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione - Idoneità al servizio (FFS)"
- [8] ASME FFS-1 API 579-1 "Fitness for Service" ed. 2021
- [9] UNI 11706:2018 "Attrezzature a pressione - Valutazione dello stato di conservazione delle attrezzature e degli insiemi a pressione a seguito del degrado strutturale e metallurgico da esercizio dei materiali"
- [10] P. A. Bragatto, C. Delle Site, A. Faragnoli, M. F. Milazzo, "Valutazione sintetica dell'adeguatezza del programma di gestione dell'invecchiamento delle attrezzature negli stabilimenti Seveso". Atti del Convegno SAFAP Milano 2016

Centrale Termoelettrica di Gissi (CH) – HP Interstage DSH

R. Iovene¹, R. Vasile¹, C. Pagano², M. Di Giacomo²

¹ Inail – Uot di Pescara

² A2A gencogas SpA

Abstract

Oggetto del lavoro è l'analisi delle attività svolte presso la Centrale Termoelettrica sita nel territorio comunale di Gissi (CH) per l'inserimento, tra i banchi di generazione del vapore surriscaldato di alta pressione di ciascuna sezione d'impianto, di un circuito di attemperamento intermedio, denominato HP Interstage DSH, con lo scopo di mantenere la temperatura del vapore, in uscita dai suddetti banchi, sempre ad un valore inferiore a 580°C in tutti i regimi di funzionamento delle turbine a gas, al fine di evitare fenomeni di creep sulle arpe costituenti i banchi e sui relativi collettori di distribuzione vapore.

Keywords: Attemperamento, Turbina a vapore, Creep.

1. Introduzione

La Centrale Termoelettrica di Gissi ha funzionamento a ciclo combinato ed è composta da due sezioni gemelle denominate Unità 1 e Unità 2, alimentate a gas naturale, con potenza elettrica complessiva di circa 840 MW. Ciascun gruppo produttivo è costituito da un generatore di corrente azionato da una turbina a gas e da una turbina a vapore alimentata da un Generatore di Vapore a Recupero (GVR).

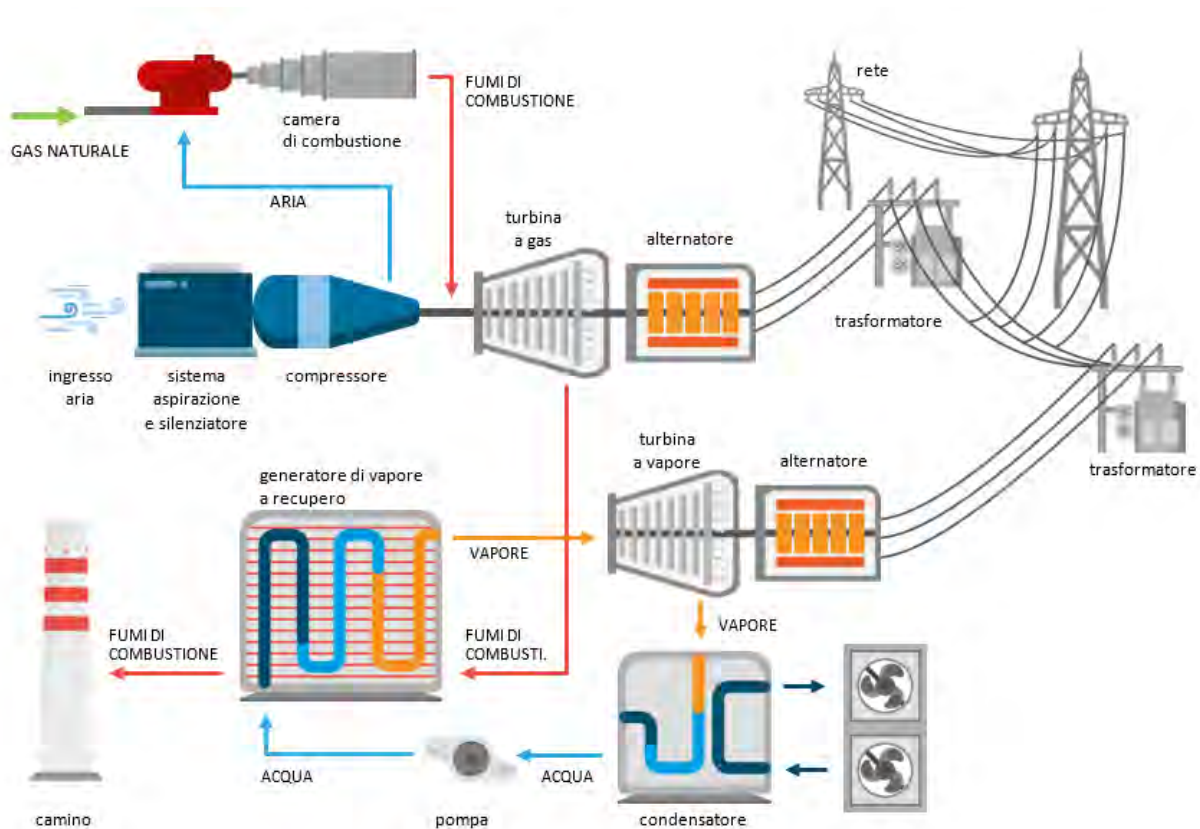


Figura 1. Schema centrale termoelettrica a ciclo combinato

Il Generatore di Vapore a Recupero è alimentato dai fumi provenienti dalla Turbina a gas metano, ed è composto da tre corpi cilindrici ed arpe a tubi d'acqua che producono vapore a tre livelli di pressione differenti. Il vapore prodotto dal GVR viene inviato alle tre turbine a vapore, una per ogni livello di pressione, per la produzione di energia elettrica. Durante la marcia dei GVR, ed in particolare nei transitori di avviamento di impianto, sono state nel tempo registrate temperature di esercizio sul collettore di distribuzione del vapore surriscaldato SH, prossime ai 625°C e pertanto, al fine di contenere entro i 580°C le temperature di esercizio e di conseguenza limitare i fenomeni di creep, è stato progettato l'inserimento di un circuito di attemperamento intermedio tra i banchi di risurriscaldato HPSH1 e HPSH2, realizzato mediante la modifica dei link di collegamento tra i collettori inferiori delle arpe dei banchi. I link di collegamento sono stati tagliati e collegati a dei nuovi manifold, ottenendo un circuito di loop, posto al di fuori del casing del GVR. Il nuovo attemperatore/desurriscaldatore è essenzialmente costituito da un tubo attraversato dal vapore nel quale, tramite un iniettore, viene spruzzata acqua di alimento, al fine di abbassare la temperatura del vapore, se questa supera un dato valore prestabilito (Fig. 2).

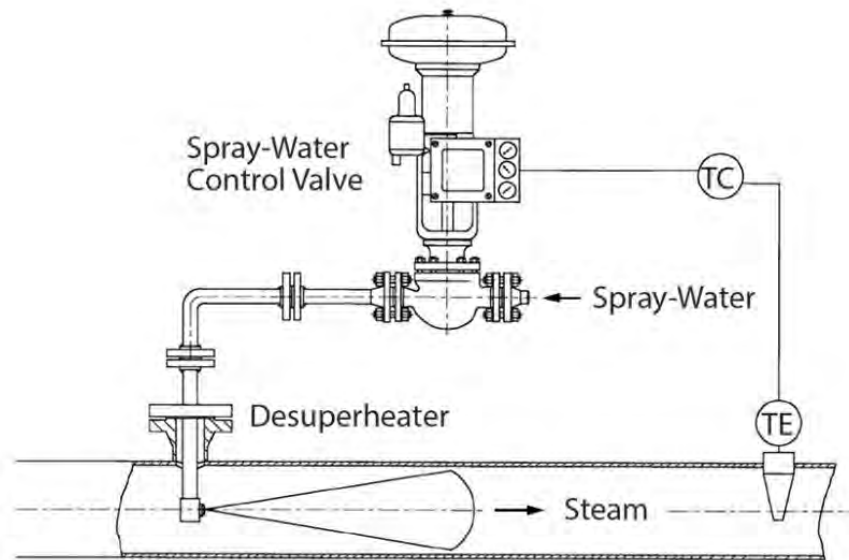


Figura 2. Schema tipico di attemperatore/desurriscaldatore

2. Progetto degli HP Interstage DSH

Il progetto dei sistemi HP Interstage DSH è stato sviluppato dalla società proprietaria, che è anche gestore dell'impianto, in sinergia con una ditta specializzata, incaricata della realizzazione dei lavori. Il sistema HP Interstage DSH è stato dimensionato per garantire che la temperatura del vapore in uscita dal banco HPSH1 sia sempre inferiore a 580°C, per tutti i carichi del GVR, sia in condizioni di esercizio stabile che in fase di transitorio (avviamenti d'impianto e variazioni di carico della Turbina a gas).

La temperatura in uscita dalla caldaia è invece controllata dall'attemperatore finale preesistente, installato sul collettore vapore surriscaldato SH, che viene utilizzato:

- in fase di avviamento, per la regolazione di precisione della temperatura del vapore surriscaldato in ingresso alla Turbina a vapore di alta pressione;
- durante il normale funzionamento, per mantenere il set Point di temperatura del vapore di passaggio nel collettore vapore principale del surriscaldato, secondo quanto richiesto dal sistema di supervisione e controllo della Turbina a vapore di alta pressione.

Il sistema HP Interstage DSH, entra quindi in funzione solo quando la temperatura del vapore in uscita dall'HPSH1 è prossima ai 580° e mantiene la temperatura a questo set point per tutto il funzionamento (sliding temperature system).

Il progetto per la realizzazione degli attemperatori ha previsto, per ciascun GVR, la modifica dei link di collegamento dei collettori inferiori delle arpe, che sono stati tagliati per inserire il nuovo circuito di attemperamento tra i due banchi come indicato nel seguente P&ID:

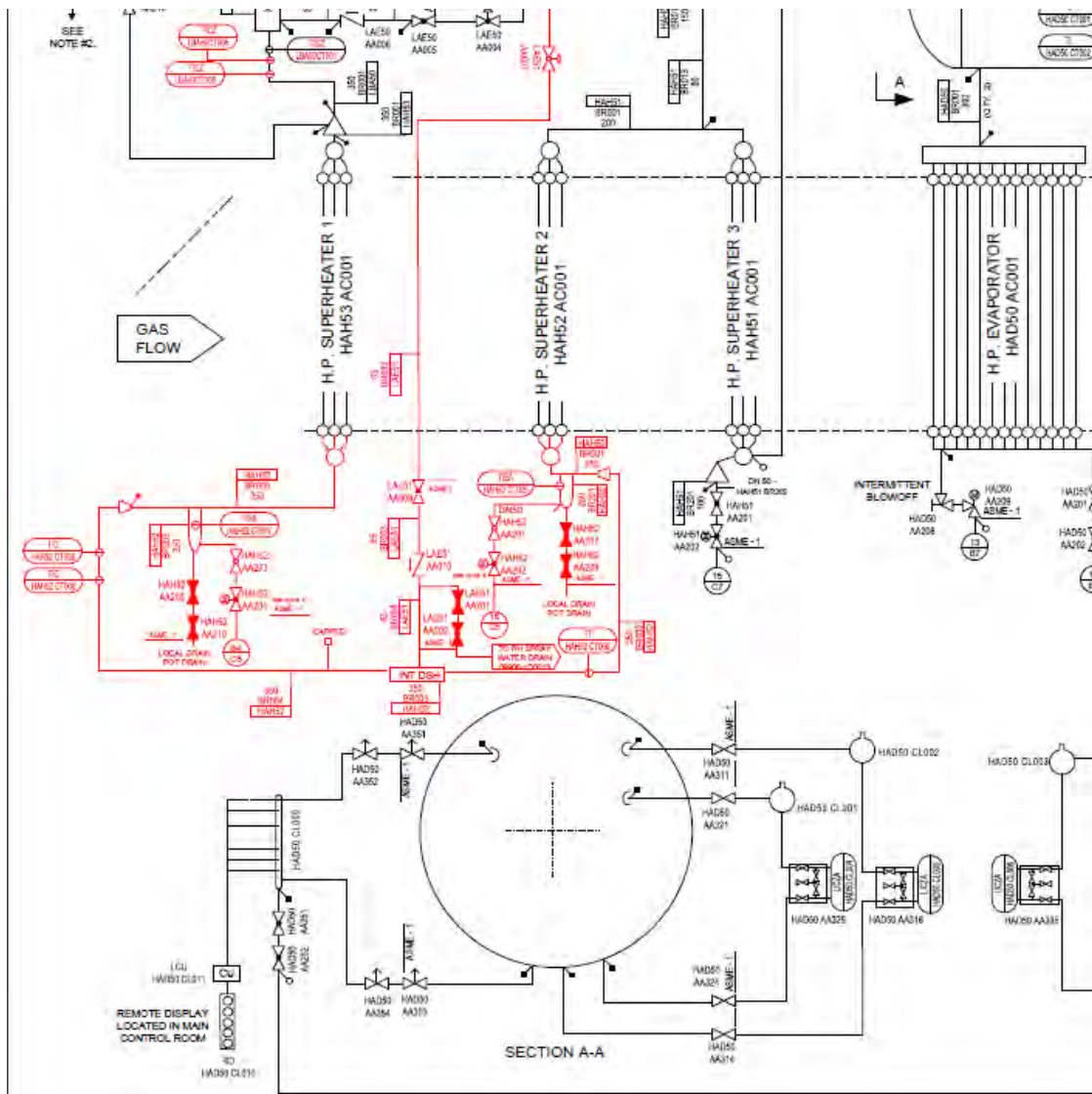


Figura 3. Progetto HP Interstage DSH

In tal modo il nuovo attemperatore intermedio riesce a controllare la temperatura del vapore in uscita dal banco HPSH1, sia in fase di avviamento che di funzionamento del GVR, attraverso la regolazione della portata d'acqua di attemperamento, realizzata tramite una valvola di regolazione azionata mediante una specifica logica di funzionamento.

Per l'alimentazione dell'acqua al nuovo attemperatore è stato creato uno stacco su una tubazione secondaria asservita all'alimentazione degli OTC "Once Through Cooler", quest'ultima direttamente interconnessa alla linea di alimento principale dell'acqua al GVR. Sono state impiegate le pompe di alimento esistenti, previa verifica che fossero in grado di sopperire alla maggiore richiesta di acqua del circuito.

Nella definizione delle logiche di funzionamento è stato previsto inoltre, a protezione del banco stesso, che la richiesta di apertura della valvola di

regolazione dell'acqua di atterramento durante il funzionamento di impianto sia impedita nel caso in cui la temperatura in ingresso risulti inferiore a 20°C.

L'implementazione del nuovo atterramento intermedio ha consentito di rivedere le logiche complessive di conduzione del GVR. Infatti, grazie all'innovativa gestione combinata dei due atterramenti (il preesistente e il nuovo), si assicura una temperatura quanto più omogenea sui materiali più sollecitati termicamente (banchi HPSH1 e HPSH2 e collettore principale SH) e si garantisce un valore ottimale di temperatura del vapore in ingresso alla turbina di alta pressione.

3. Definizione della temperatura limite (580°C)

Gran parte del piping del GVR, nello specifico il collettore principale del vapore surriscaldato SH e i banchi surriscaldatori HPSH1 e HPSH2, che sono stati coinvolti nell'intervento in oggetto, sono stati realizzati in acciaio ASTM A335 P91 Tipo 2 e risultano sottoposti ad elevate temperature, poiché investiti per primi dai fumi di scarico prodotti dalla turbina a gas.

Il P91 è un metallo in lega di cromo molibdeno che ha un'eccellente resistenza alla temperatura, inoltre è progettato come un ferritico potenziato con resistenza allo scorrimento viscoso. Questa lega viene normalizzata a 1050°C, raffreddata ad aria a 200°C e quindi temprata mediante riscaldamento a 760°C. Questo processo è la ragione principale alla base della resistenza allo scorrimento viscoso di questo materiale. La nomenclatura P91 sta ad indicare la composizione della lega costituita per il 9% di cromo e l'1% di molibdeno più vanadio. La presenza di cromo serve ad aumentare la resistenza alla temperatura e la resistenza all'ossidazione, mentre la presenza di molibdeno ne aumenta l'elasticità, la resistenza all'usura e la resistenza allo scorrimento ad alta temperatura.

Rispetto ai suoi predecessori, utilizzati nella realizzazione delle caldaie a vapore, di grado T22 o P22, il grado P91 mostra un'elevata resistenza a temperature fino a 600°C. Inoltre, per il P91 anche i limiti di temperatura di ossidazione sono più elevati, garantendo una migliore resistenza alla pressione e consentendo quindi di realizzare, a parità di pressione e temperatura di progetto, elementi con spessori inferiori. Queste caratteristiche del P91 contribuiscono a una durata a fatica termica di quasi 10 volte superiore, rispetto al T22 e P22, e grazie ai minori spessori in gioco consentono di innalzare la temperatura di esercizio a un livello superiore, aumentando di conseguenza l'efficienza nello scambio termico. Pertanto, ad oggi il P91 è diventato il materiale più usato nell'industria energetica e negli impianti petrolchimici, dove fluidi e gas vengono trasportati a temperature e pressioni estremamente elevate. La forza e la resistenza alle alte temperature del P91 lo rendono ideale per impianti che operano su base ciclica, come gli impianti a ciclo combinato.

La scelta progettuale adottata dalla ditta incaricata nella definizione della temperatura limite di funzionamento pari a 580°C, per i banchi di alta pressione dei GVR e per il collettore vapore surriscaldato, deriva quindi da considerazioni di

tipo cautelativo (20° gradi in meno della temperatura limite pari a 600°C) rispetto alle proprietà dell'acciaio P91, al fine di preservare nel tempo le caratteristiche tecniche del materiale impiegato e di conseguenza aumentare l'affidabilità e la vita utile del GVR.

4. Realizzazione e Certificazione degli HP Interstage DSH

Per la realizzazione dei nuovi HP Interstage DSH si è proceduto al taglio dei link a cui sono collegati i collettori inferiori della arpe dei banchi HPSH1 e HPSH2, che sono stati collegati a due nuovi manifold inferiori, del diametro esterno di 10", realizzati in acciaio A335 P91, prefabbricati in due parti, ai fini del montaggio, e testati in officina. Ciascun manifold è stato collegato al collettore della relativa arpa attraverso n.ro 24 branchetti, del diametro esterno di 4", sempre realizzati in acciaio A335 P91, prefabbricati in officina.

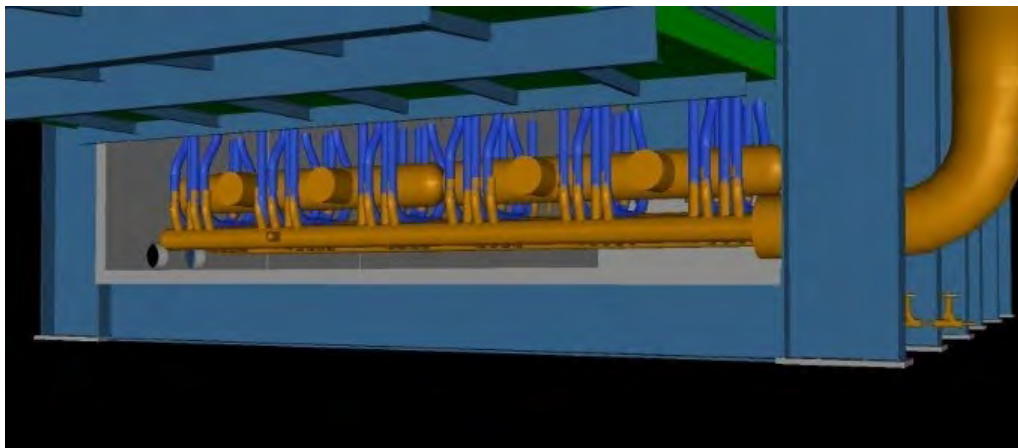


Figura 4. Nuovi Manifold

Il nuovo manifold del banco HPSH2 è stato saldato alla nuova linea vapore, sviluppata al di fuori del casing di caldaia, per realizzare il loop verticale di attemperamento. L'uscita del loop di attemperamento è stata saldata al nuovo manifold inferiore del banco HPSH1. La nuova linea vapore è stata realizzata in acciaio P91 ed è provvista di due mammelloni di drenaggio con valvole di intercetto (una manuale e una motorizzata) posti sia a monte che a valle dell'attemperatore.

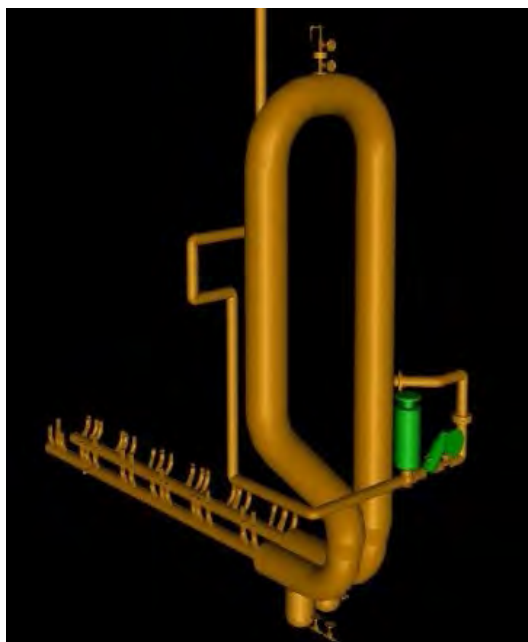


Figura 5. Loop di attemperamento

Il loop esterno è stato equipaggiato di attemperatore con ugello di spruzzamento, alimentato con acqua la cui portata è regolata per mezzo di una valvola di regolazione separata dal corpo attemperatore. L'ugello è alimentato da una nuova linea acqua, realizzata in acciaio al carbonio, con diametro esterno di 2" ed equipaggiata di valvola di intercetto manuale, filtro, valvola di stop pneumatica, valvola di regolazione, valvola di non ritorno e valvola di intercetto manuale a valle. Il sistema di attemperamento sia lato vapore che lato acqua è stato equipaggiato con idonea strumentazione di controllo e di monitoraggio, comprendente n.ro 3 trasmettitori per la misurazione della temperatura di pelle sui nuovi manifold e n.ro 6 trasmettitori di temperatura, con relativo pozzetto, sul loop di attemperamento, di cui n.ro 2 a monte attemperamento, n.ro 2 a valle attemperamento e n.ro 2 sul collettore SH.

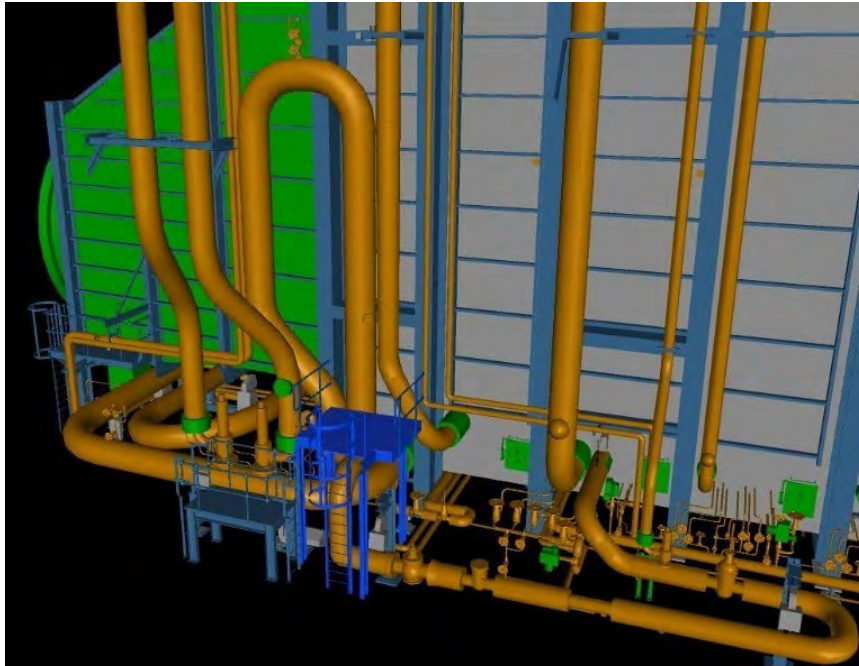


Figura 6. 3D HP Interstage DSH

Su tutta la componentistica prefabbricata in officina sono stati eseguiti i controlli non distruttivi come da Quality Control Plane del costruttore ed è stata eseguita la prova idraulica; invece, le saldature di interconnessione realizzate in campo sono state trattate come “golden joint” con l’esecuzione in loco dei seguenti controlli non distruttivi:

- Prove di durezza;
- LP 100% dei cianfrini;
- VT 100% su tutte le saldature;
- RT 100% e MT 100% sulle saldature testa a testa.

Questo perché la conformazione del circuito su cui è stato eseguito l’intervento di upgrade non consente l’intercettazione dello stesso per l’esecuzione di prova idraulica. Al termine dei lavori è stata effettuata la prova di funzionamento dell’intero sistema e dei dispositivi di sicurezza e controllo

I GVR così modificati sono stati certificati e dichiarati conformi alla Direttiva PED dalla società realizzatrice del lavoro, in qualità di costruttore, regolarmente denunciati, ai sensi del d.m. 329/04 art. 5 comma d, presso INAIL U.O.T. di Pescara e successivamente sottoposti a prima verifica periodica ai sensi del d.m. 11/04/2011.

5. Verifica dell’upgrade

La realizzazione degli HP Interstage DSH ha portato un effettivo miglioramento delle prestazioni dei GVR tali da garantire che la temperatura in uscita dai banchi HPSH1, misurata nella sezione a monte dell’attemperatore finale, non sia mai superiore a 580°C nell’intero range di funzionamento della turbina a gas. La

società proprietaria, nell'ambito della gestione dell'impianto provvede a registrare in continuo, con cadenza di 1 minuto, i dati di funzionamento dell'impianto.

Nel seguito sono riportate due tabelle con un estratto dei suddetti dati misurati sulla linea UP2, la prima riferita ai dati rilevati precedentemente all'installazione del HP Interstage DSH e la seconda riferita ai dati rilevati successivamente all'installazione dello stesso, nelle quali sono evidenziate le temperature del vapore surriscaldato a monte (21LBA50CT901) e a valle (21LBA50CT902) dell'attemperatore finale preesistente. Dal confronto delle tabelle, in cui sono state evidenziate le temperature massime toccate in entrambi i casi durante i regimi più critici di funzionamento, risulta un netto miglioramento in termini di temperatura massime raggiunte che, a seguito dei lavori di modifica, si attestano al di sotto dei 580°C, e risultano nettamente inferiori ai 620°C raggiunti in precedenza, che oltretutto superavano la temperatura massima di progetto del P91 pari a 600°C.

	21MKA10CE60 2	21LBA50CT90 1	21LBA50CT90 2	21LAE50FF901
	CARICO DI PRODUZIONE	T VAP COLLETTORE AP - MONTE ATTEMP FINALE	T VAP COLLETTORE AP - VALLE ATTEMP FINALE	PORTATA ACQUA AGLI ATTEMPERATORI
	MW	°C	°C	kg/s
20-feb-19 14:00:00	254,9015656	619,0280151	568,286377	3,203407049
20-feb-19 14:01:00	261,4927063	619,2659302	568,4020386	3,211734056
20-feb-19 14:02:00	264,0060425	619,5554199	568,4050903	3,246511698
20-feb-19 14:03:00	265,3011169	619,8863525	568,3570557	3,279200315
20-feb-19 14:04:00	264,2601318	620,0546265	568,6915283	3,294344902
20-feb-19 14:05:00	266,33255	620,057251	568,2314453	3,323186874
20-feb-19 14:06:00	261,567627	620,0594482	568,2262573	3,37836504
20-feb-19 14:07:00	264,3969116	619,9072266	567,3969116	3,315809488
20-feb-19 14:08:00	263,8450623	619,7738037	568,1140747	3,378210545
20-feb-19 14:09:00	264,6640015	619,6488037	567,6312866	3,359408855
20-feb-19 14:10:00	266,4828186	619,583313	568,2007446	3,339426041

Tabella 1. Rilevazione temperature ingresso attemperatore finale prima dell'upgrade

	21MKA10CE602	21LBA50CT901	21LBA50CT902	21LAE50FF901
	CARICO DI PRODUZIONE	T VAP COLLETTORE AP - MONTE ATTEMP FINALE	T VAP COLLETTORE AP - VALLE ATTEMP FINALE	PORTATA ACQUA AGLI ATTEMPERATORI
	MW	°C	°C	kg/s
15-nov-22 13:10:00	250,4956512	567,5797119	560,5687256	7,580071926
15-nov-22 13:11:00	250,4226532	567,4284058	560,5994873	7,5461483
15-nov-22 13:12:00	253,6340942	567,3746948	560,7658081	7,590623856
15-nov-22 13:13:00	259,3209839	567,7366943	560,8590698	7,53885746
15-nov-22 13:14:00	260,937561	568,0528564	561,461792	7,43893528
15-nov-22 13:15:00	266,735199	568,5879517	561,6270752	7,612302303
15-nov-22 13:16:00	270,7532654	568,8278809	562,2270508	7,446522713
15-nov-22 13:17:00	277,1423035	568,8601074	562,916626	7,570099354
15-nov-22 13:18:00	276,8212891	569,4358521	563,3771362	7,183217525
15-nov-22 13:19:00	276,9207764	569,4391479	563,7203979	7,297334194
15-nov-22 13:20:00	275,6481934	569,7006226	564,2528076	7,295057297

Tabella 2. Rilevazione temperature ingresso attemperatore finale dopo l'upgrade

Nel seguito sono riportati i grafici con tutti i dati di temperatura rilevati a monte dell'attemperatore finale preesistente, sul collettore vapore SH (21LBA50CT901), registrati sulla linea UP2 nelle giornate relative alle tabelle sopra riportate e pertanto prima e dopo l'inserimento dell'attemperatore intermedio.

Dal primo diagramma (Figura 7), relativo a prima dell'installazione dell'attemperatore intermedio, si evince che per carichi medi di produzione la temperatura del vapore al collettore SH era di circa 615°C - 620°C. Nel secondo diagramma (Figura 8), relativo a dopo l'installazione dell'attemperatore intermedio, la stessa temperatura del vapore si attesta a circa 568°C - 570°C, per tutti i carichi di produzione.

Pertanto, è chiaro che il nuovo sistema di attemperamento intermedio garantisce un livello ottimale di regolazione della temperatura vapore, mantenendo detto valore sempre sotto i 580°C e lasciando all'attemperatore finale esclusivamente

l'onere della regolazione di precisione della temperatura del vapore all'ingresso della turbina.

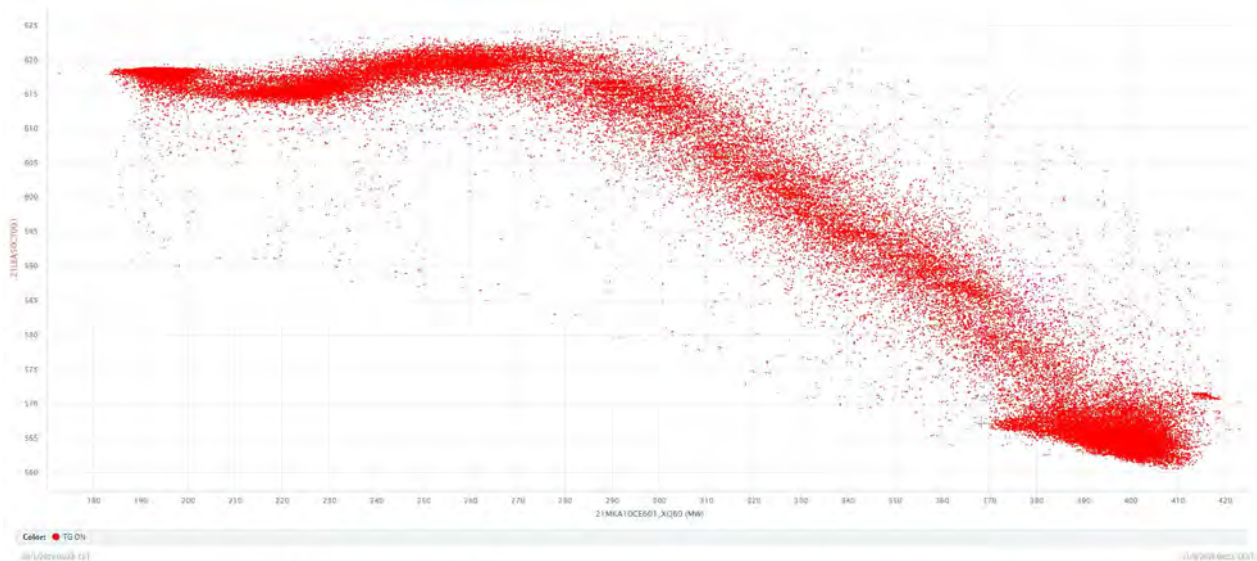


Figura 7. Temperatura ingresso "attemperatore finale" prima dell'upgrade

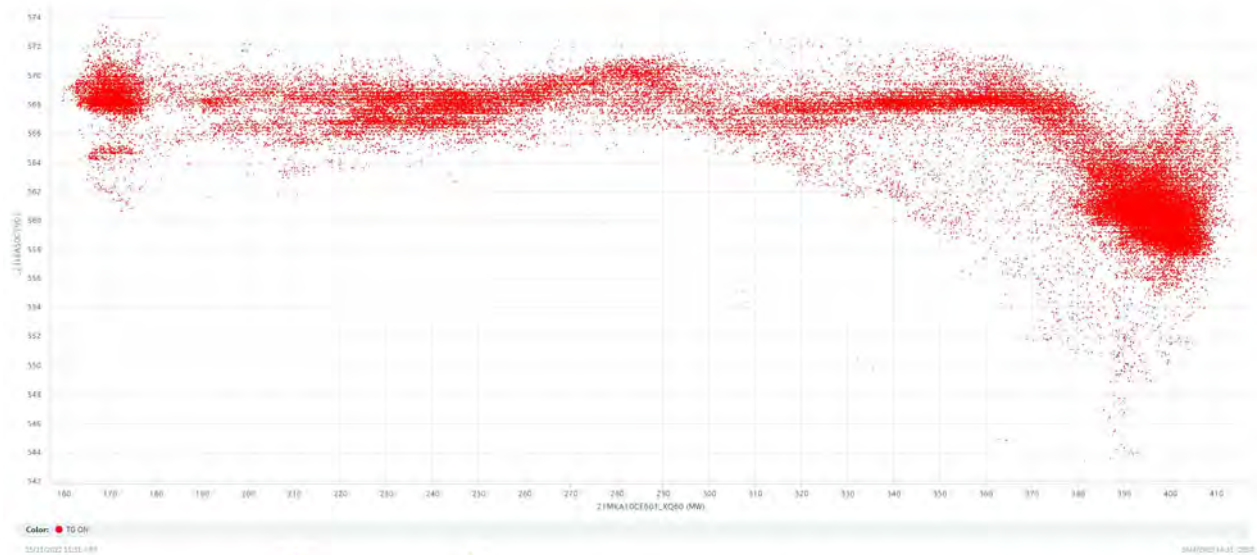


Figura 8. Temperatura ingresso "attemperatore finale" dopo l'upgrade

6. Conclusioni

Presso la Centrale Termoelettrica di Gissi, al fine di controllare la temperatura tra i banchi di alta pressione del GVR, il gestore, nonché proprietario, ha predisposto, a seguito di progetto redatto da ditta specializzata, la realizzazione di un nuovo circuito di attemperamento, posto al di fuori del casing di caldaia, grazie al quale si è ottenuto il controllo della temperatura del vapore tra i banchi HPSH1 e HPSH2, che viene mantenuta sempre al di sotto del valore prefissato pari a 580°C. Grazie a questo intervento, e al conseguente abbassamento delle temperatura del vapore dei banchi di alta pressione del GVR in tutti i regime di funzionamento della turbina, non solo è stato scongiurato l'instaurarsi di pericolosi fenomeni di creep,

ma si è ottenuto un miglioramento generale anche in termini di rendimento dell'impianto, grazie alla nuova possibilità di regolare con precisione la temperatura del vapore in ingresso alla turbina.

Bibliografia

- [1] C. Belli. Le Centrali Termoelettriche. Università degli Studi di Pavia, 2022, Cap. 3;
- [2] R. L. Klueh, D. R. Harries. High-Chromium Ferritic and Martenstic Steels for Nuclear Application. ASTM Stock Number: MONO3, 2013, Cap. 2, Cap. 3, Cap. 4, Cap. 5;
- [3] General Electric. Installation of HP Interstage Desuperheater. April 2018;
- [4] General Electric. Offerta tecnica di implementazione. Settembre 2016.

Intervento di riparazione di un debenzinatore per olio alimentare

A. Carro¹, M. Quadalti²

¹ Inail - Uot di Forlì

² qb STUDIO s.r.l. – Soc. di ingegneria

Abstract

Il debenzinatore è un'apparecchiatura di forma cilindrica, non in pressione, dove il prodotto viene essiccato e mantenuto in movimento mediante agitatori a pale. Il calore viene attinto da vapore saturo a 3 bar circa, mantenuto flussato in alcune camere a sezione cilindrica con fondi piani, interposte alle camere di lavorazione (che costituiscono le parti in pressione soggette agli obblighi di cui al d.m. 329/2004). L'intervento di riparazione si è reso necessario per contrastare l'assottigliamento dovuto ad usura della lamiera superiore dei piani (quella a contatto del prodotto mantenuto in movimento dalle pale dell'agitatore) al fine di prolungare di almeno 10÷15 anni la vita residua dell'apparecchiatura, allineandola così alla vita attesa dagli altri componenti critici dell'apparecchiatura (albero, involucro non in pressione, ecc). Valutate alcune alternative (riporto in lamiera, sostituzione dei piani, ricostruzione delle camere), si è optato per intervenire principalmente nell'irrobustire le pareti piane delle camere percorse da vapore, infittendo i perni di collegamento ("bottoni") fra le pareti dimensionate secondo ISPESL Raccolta VSG (in particolare Regola VSG.1.L.4), nel rispetto del progetto originario e in ottemperanza ai criteri espressi nella Lettera Circolare ISPESL 14/2005 (nessun peggioramento apprezzabile del "coefficiente di sicurezza globale ed originario della membratura modificata (e del resto della attrezzatura)").

La peculiarità del meccanismo di deterioramento e l'atipicità della soluzione adottata per il rinforzo hanno reso questo intervento di riparazione particolarmente interessante da essere approfondito andando oltre il semplice approccio autorizzativo.

Keywords: Corrosione delle attrezzature, Riparazioni.

Introduzione

Il debenzinatore in esame (detto anche toaster) è in esercizio dal 1992 presso lo stabilimento di Tampieri SpA a Faenza ed è stato utilizzato in maniera pressoché continua ed ininterrotta, salvo ovviamente le fermate tecniche di manutenzione, nella produzione di olio di semi alimentare (principalmente da girasole, vinacciolo e mais).

Le condizioni di impiego hanno portato alla luce situazioni di usura dei materiali;

situazioni che sono state sempre monitorate e contrastate mediante accorgimenti di tipo impiantistico.

In questo caso viene invece trattato un rimedio meccanico/strutturale adottato recentemente non tanto per "risolvere" un problema di degrado, ma per limitare gli effetti dei danni e aumentare la vita residua dell'apparecchiatura, agendo sul componente che si stava rivelando in questo momento il più debole.

1. Descrizione del sistema e del problema riscontrato

Il debenzinatore è costituito da un involucro cilindrico in acciaio inox austenitici, non in pressione, dove il prodotto viene essiccato e mantenuto in movimento mediante agitatori/raschiatori a pale collegati ad un unico albero azionato dal basso con un motore elettrico. Il calore viene attinto da vapore saturo a 3 bar circa (dalla rete di stabilimento), mantenuto flussato in camere a sezione cilindrica con fondi piani, in acciaio al carbonio, interposte alle zone di lavorazione.

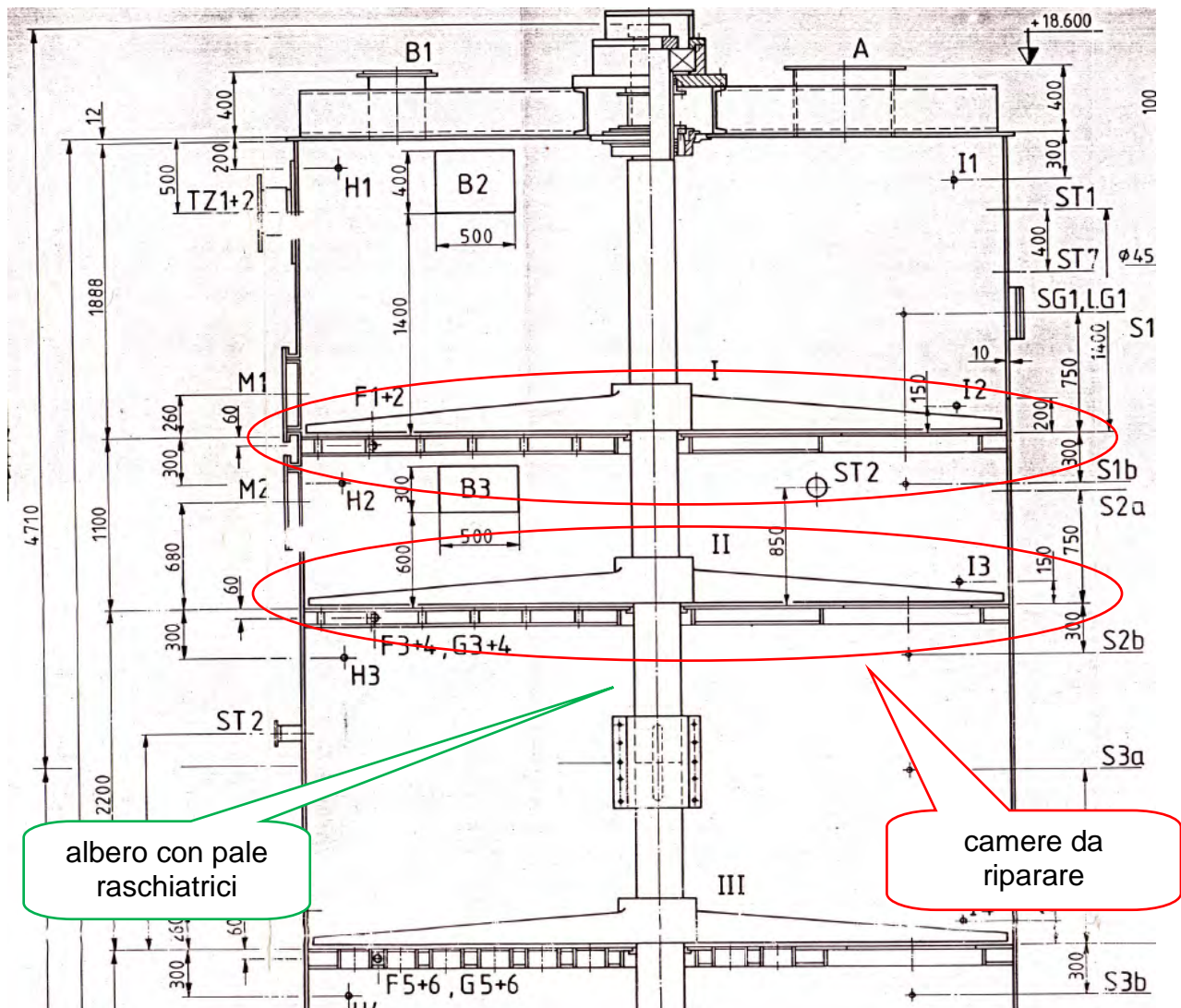


Figura 1. Debenzinatore (parte superiore).

Nel corso dell'ultima verifica di integrità, effettuata nel 2016, sono state effettuate delle verifiche spessimetriche in tutti i piani con la camicia.

Tali spessimetrie hanno evidenziato una diminuzione diffusa degli spessori in corrispondenza dell'erosione esercitata dal prodotto trascinato dalle pale (mentre il contributo corrosivo/erosivo del vapore si è mostrato essere trascurabile).

La diminuzione riscontrata negli spessori, che sono passati dai 15 mm originari anche a 12,5 mm, potrebbe portare a sottospessori pericolosi negli anni a venire, per cui si è deciso di intervenire in maniera preventiva.

2. Interventi proposti

L'elevata usura sembra dovuta all'erosione del prodotto schiacciato e trascinato sotto le pale (pale che non sono a contatto con il fondo).

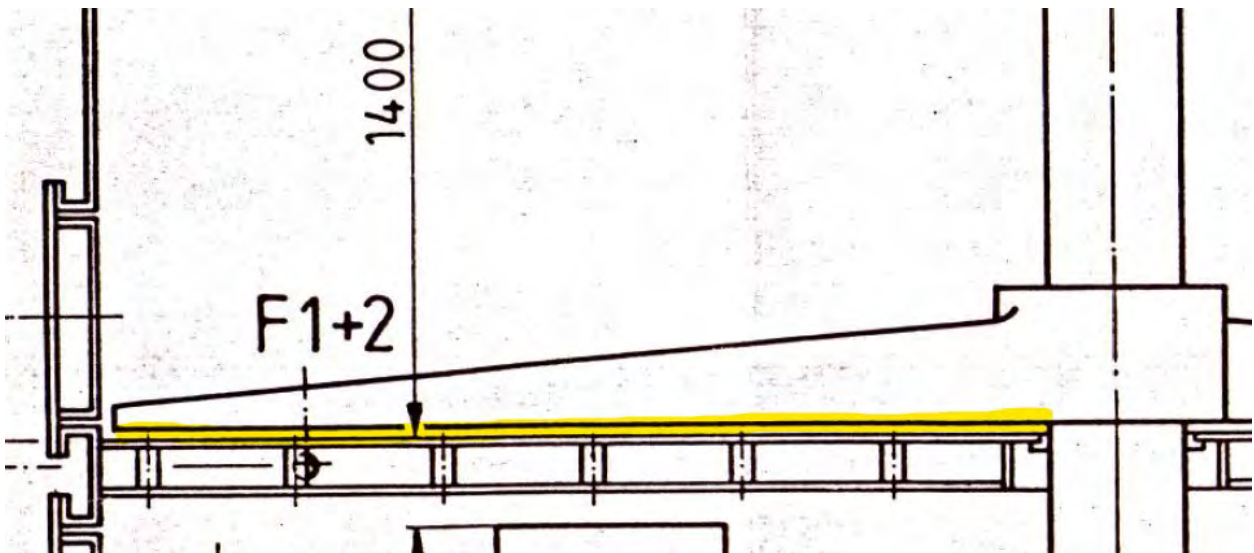


Figura 2. Zona di erosione.

Nell'impossibilità di raschiare utilizzando nelle zone di contatto materiali che si consumano, quali pattini o simili (dato che il prodotto lavorato è alimentare), si è presa in considerazione anche la possibilità di riportare nelle pale dei piccoli profili metallici elicoidali che favoriscano la movimentazione del prodotto verso l'alto (aumentando l'effetto di rimescolamento e riducendo lo schiacciamento del prodotto sotto le pale stesse).

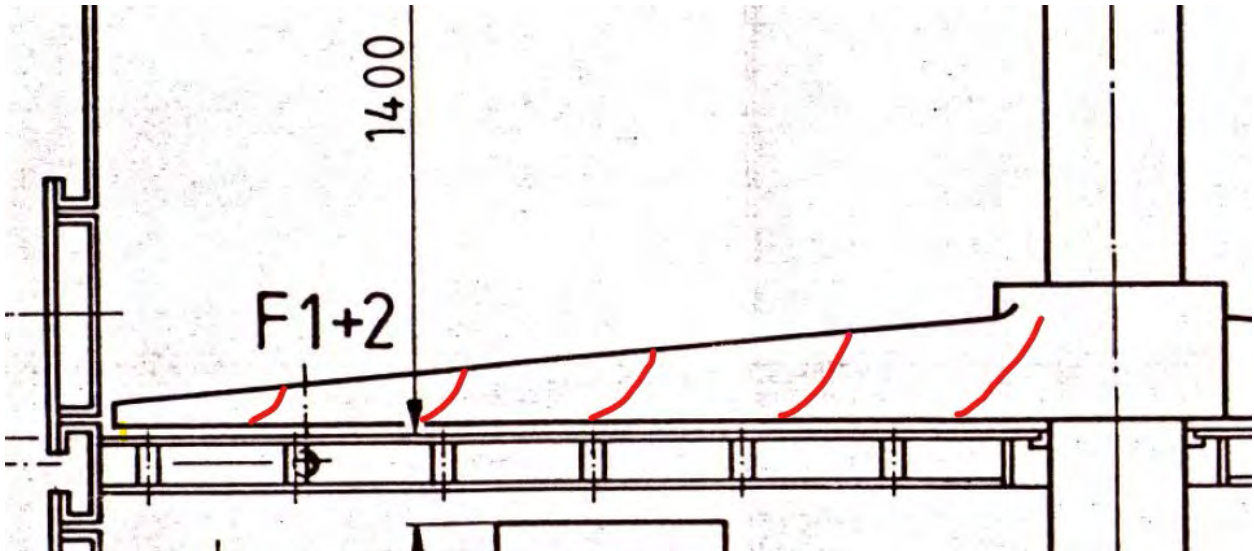


Figura 3. Proposta di intervento sulle pale.



Figura 4. Camere e pale.

Intervento di riparazione

Nelle immagini seguenti viene evidenziato il criterio secondo il quale sono stati determinati gli interventi.

Nella situazione originaria, il calcolo dello spessore minimo delle piastre di chiusura dei piatti era determinato, in base alla Regola VSG.1.L.4 (ISPESL Raccolta VSG), dalla circonferenza inscritta di diametro maggiore, che risultava la seguente [A]:

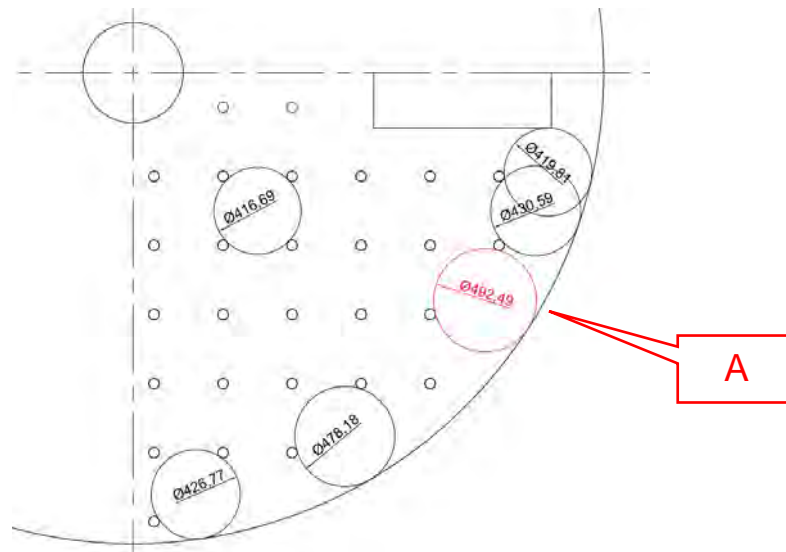


Figura 5. Geometria di calcolo originaria.

Applicando la formula 1.1 di VSG.1.L.4, si ottiene lo spessore minimo (in mm):

$$s_0 = 0,45 \cdot D \cdot \sqrt{\frac{p}{f}} = 0,45 \cdot 492,5 \cdot \sqrt{\frac{0,4}{136}} = 12,02$$

Per aumentare tale spessore minimo (visto l'assottigliarsi delle lamiere dovuto all'erosione), si infittiscono i perni di rinforzo, in modo che la circonferenza inscritta di diametro maggiore [A'] possa essere inferiore (passando da 492,5 a 417):

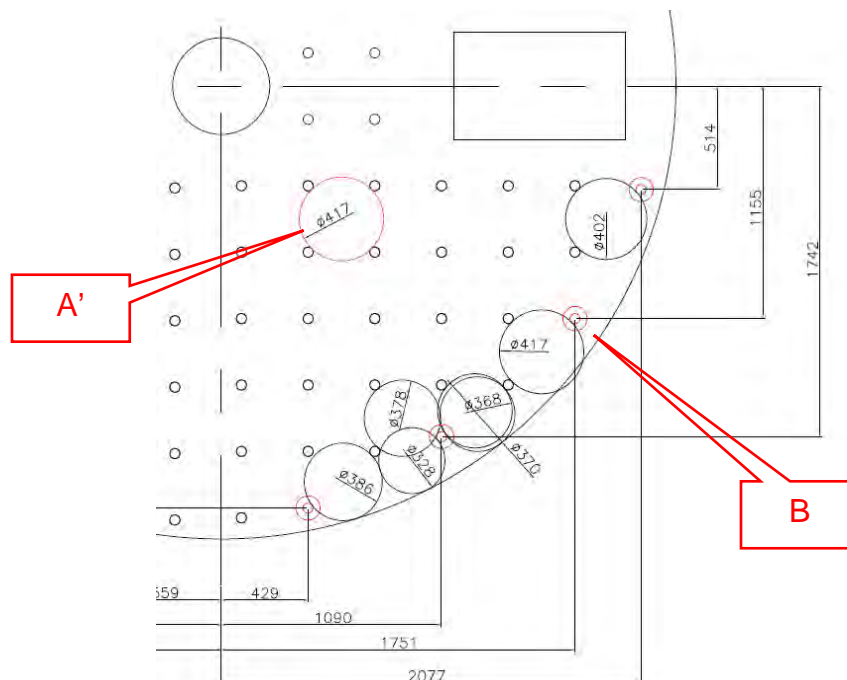


Figura 6. Geometria di calcolo modificata.

I vantaggi per la stabilità delle membrature sono evidenti riapplicando la formula 1.1 di VSG.1.L.4, il cui risultato passa ad un valore decisamente inferiore (sempre in mm):

$$s_0 = 0,45 \cdot D \cdot \sqrt{\frac{p}{f}} = 0,45 \cdot 417 \cdot \sqrt{\frac{0,4}{136}} = 10,17$$

Pertanto, nelle posizioni [B] indicate in rosso nell'immagine precedente (tratta dal disegno di riparazione) vengono aggiunti dei perni di rinforzo (14 per ogni piano), configurati nel modo seguente:

DETTAGLIO NUOVI PERNI

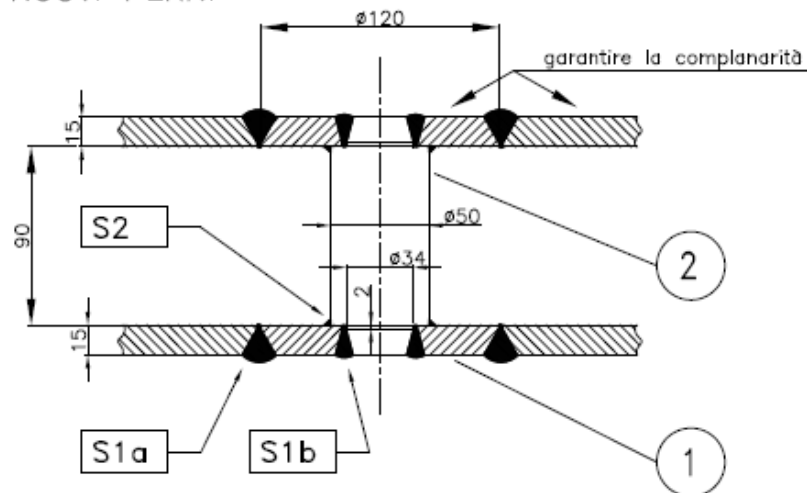


Figura 7. Dettaglio dei perni aggiunti.

L'irrobustimento avviene nel rispetto del progetto originario, infittendo i perni di collegamento ("bottoni") fra le due pareti piane delle due camere; perni già presenti nel progetto del fabbricante.

Il volume di fluido che potrà essere contenuto in ogni piatto verrà diminuito di una quota assolutamente trascurabile (indicativamente al di sotto dello 0,1%), non modificando quindi i dati di targa dell'apparecchiatura.

Per la costruzione dei dischi di lamiera, viene utilizzato acciaio P265GH EN 10028-2, avente le stesse caratteristiche relative alla saldatura e avente valori di resistenza non inferiori all'acciaio utilizzato dal costruttore originario per le pareti piane (Fe 410-1 KW UNI 5869), mentre i perni sono in ASTM A105, al pari del progetto originario.

In questo modo, l'intervento rientra nei criteri espressi nella Lettera Circolare ISPESL 14/2005 (nessun peggioramento apprezzabile del "coefficiente di sicurezza globale ed originario della membratura modificata e del resto della attrezzatura"); pertanto non comporta alcuna variazione significativa del progetto originario e/o delle

caratteristiche originali, della destinazione e/o del tipo, configurandosi così come riparazione di attrezzatura a pressione, ai sensi dell'art.14 del d.m. 329/2004, e può essere assoggettato alla procedura prevista dal comma 2 dello stesso art.14.

L'intervento avviene nel modo seguente:

1. Prefabbricazione in officina dei dischi di lamiera $\phi 120$ saldati con il perno $\phi 50$
2. Esecuzione di controlli PT sulle saldature tra perni e dischi
3. Foratura (dal piano superiore) di entrambe le lamiere con punta $\phi 20$ per il centraggio delle successive lavorazioni
4. Taglio mediante plasma (con apposita dima dal piano superiore) per asportare il disco di lamiera $\phi 120$ superiore
5. Taglio mediante plasma (con apposita dima dal piano inferiore) per asportare il disco di lamiera $\phi 120$ inferiore
6. Preparazione dei cianfrini di saldatura nelle lamiere forate mediante molatura
7. Esecuzione di controlli PT sui cianfrini eseguiti per molatura
8. Posizionamento e puntatura dei gruppi dischi-perno
9. Saldatura testa a testa dei dischi spessore 15 con la lamiera residua (disco superiore agendo dalla parte superiore e disco inferiore agendo dalla parte inferiore); nella parte superiore del disco superiore occorre garantire la complanarità in fase di posizionamento, in quanto le lamiere potrebbero avere spessori diversi (15 mm il disco, un valore inferiore, dovuto all'usura, per la lamiera esistente)
10. Esecuzione dei controlli non distruttivi (VT, PT o MT e UT sul 100% dei giunti BW)

Prova idraulica:

11. Sezionamento del circuito vapore mediante flangiatura
12. Esecuzione prova idraulica finale della sezione

Durante gli interventi viene prestata massima attenzione agli aspetti di sicurezza degli operatori. Infatti, tutte le attività da eseguire sui piani incamiciati (fasi di lavoro da 3 a 10 nell'elenco riportato sopra) dovranno essere effettuate all'interno del debenzinatore. Anche se le aperture di accesso sono di dimensioni generose, si tratta pur sempre di spazi confinati: camere di diametro 4,5 m e altezza che va da 1 m (sopra al piano II) a 1,9 m (sopra al piano I) a 2,2 m (sotto il piano II).

3. Conclusioni

L'esperienza qui raccontata ha mostrato come la collaborazione fattiva tra utenti e UOT INAIL, andando oltre al mero approccio autorizzativo, possa portare a soluzioni semplici e creative che consentono, nel pieno mantenimento delle condizioni di sicurezza, di aiutare gli utilizzatori stessi a gestire i propri impianti in condizioni economicamente accettabili.

Bibliografia

[1] ISPESL Raccolta VSG Revisione 1995, Edizione 1999 – Specificazioni tecniche applicative del d.m. 21 novembre 1972 per la verifica della stabilità dei generatori di vapore d'acqua.

[2] ASME PCC-2-2022 - Repair of Pressure Equipment and Piping.

Progettazione preliminare e analisi dei rischi associati alla diffusione delle tecnologie a celle a combustibile nel settore dei trasporti, finalizzati allo sviluppo di una Hydrogen Valley

F. Ciancetta¹, S. Mari¹, G. D'Ovidio², R. Iovene³, R. Vasile³

¹Dipartimento di Ingegneria Industriale e dell'Informazione e di Economia, Università degli Studi dell'Aquila

² Centro Interdipartimentale Trasporti e Mobilità Sostenibile, Università degli Studi dell'Aquila

³ Inail - Uot di Pescara

Abstract

Il settore dei trasporti rappresenta un terzo di tutto il consumo finale di energia nell'UE ed è responsabile di oltre un quarto delle emissioni totali di gas effetto serra, il che lo rende uno dei principali responsabili del cambiamento climatico. Ridurre gli effetti negativi dei trasporti è un obiettivo strategico dell'UE, che ha messo in atto una serie di azioni per promuovere modalità di trasporto più pulite ed efficienti. Lo sviluppo di soluzioni di trasporto collettivo a zero emissioni implica l'uso di nuovi sistemi di propulsione in grado di utilizzare vettori energetici prodotti da fonti energetiche rinnovabili.

Il lavoro si occupa della progettazione preliminare, dell'analisi delle prestazioni e dell'analisi dei rischi connessi all'utilizzo dell'idrogeno, di un autobus passeggeri ibrido a idrogeno da utilizzare in un'area montuosa per lo sviluppo di una Hydrogen Valley.

In particolare, è stata simulata una configurazione di minibus che effettua un percorso di andata e ritorno in base alle reali condizioni del traffico, sono stati dimensionati i principali componenti del sistema di trazione, sono stati analizzati i rischi legati al sistema di accumulo a bordo del veicolo e le relative misure da adottare al fine del contenimento degli stessi. Lo studio, parte di un progetto più ampio cofinanziato dall'Unione Europea, intende porre le basi per lo sviluppo di una Hydrogen Valley, sito integrato di produzione, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno, per il trasporto pubblico ad idrogeno nell'area montana dell'Altopiano delle Rocche nella regione Abruzzo.

Keywords: Trasporto pubblico, Hydrogen Valley, Fonti rinnovabili

1. Introduzione

Le politiche dell'UE sulla transizione energetica e lo sviluppo sostenibile, volte a mitigare il riscaldamento globale, prevedono una drastica riduzione del 90% delle

emissioni dirette di gas serra (GHG) nel settore dei trasporti entro il 2050, rispetto ai livelli del 1990, come indicato nel Green Deal europeo [1]. Per raggiungere tali obiettivi, è fondamentale limitare l'impatto ambientale per unità di servizio di trasporto soddisfatta, il che può essere ottenuto attraverso il passaggio a modalità di trasporto più sostenibili e l'impiego di soluzioni tecnologiche che aumentino l'efficienza dei veicoli, riducendo le emissioni di GHG per unità di energia [2]. Le tecnologie a celle a combustibile ad idrogeno (HFC) sono state identificate come una soluzione interessante in quanto consentono non solo di ridurre il consumo energetico, ma anche di ridurre l'utilizzo di combustibili fossili a favore di fonti rinnovabili nazionali [3],[4]. Tuttavia, l'adozione diffusa delle tecnologie a celle a combustibile presenta ancora diverse sfide economiche e ambientali. Tra queste vi sono l'assenza di una rete di distribuzione e rifornimento di idrogeno, i costi elevati di acquisto, il livello di maturità tecnologica ancora limitato e l'elevato costo del vettore idrogeno, dovuto alla sua domanda limitata [5]. Questi ostacoli rappresentano dei rischi significativi per la diffusione su larga scala delle tecnologie a celle a combustibile nel settore dei trasporti. Ad esempio, il costo e la complessità dell'installazione di una rete di distribuzione di idrogeno rappresentano una sfida economica significativa. Inoltre, l'alto costo di acquisto dei veicoli a celle a combustibile può limitarne l'adozione da parte degli operatori di trasporto. Il livello di maturità tecnologica delle celle a combustibile e la loro affidabilità operativa potrebbero rappresentare un ulteriore rischio per l'efficienza e la sicurezza dei veicoli. Infine, l'accessibilità a fonti di energia rinnovabile per la produzione di idrogeno può rappresentare una limitazione per la sostenibilità complessiva del sistema. In questo contesto, il presente lavoro si propone di affrontare i rischi associati alla diffusione delle tecnologie a celle a combustibile nel settore dei trasporti, attraverso l'implementazione di un modello di simulazione adeguatamente sviluppato e testato in condizioni di guida reale. Questo permetterà di valutare la fattibilità delle soluzioni tecnologiche proposte, considerando le specifiche condizioni operative e i profili di missione richiesti per i veicoli. L'analisi dei rischi consentirà di identificare le principali criticità e di adottare misure adeguate per mitigare gli effetti negativi potenziali.

2. Approccio metodologico

L'approccio metodologico comprende i seguenti passaggi: i) costruzione del modello del veicolo; ii) identificazione del percorso e della tipologia dell'autobus di trasporto pubblico; iii) acquisizione delle caratteristiche topografiche del percorso e del profilo cinematico in condizioni di traffico reale; iv) simulazione dell'operazione dell'autobus sul percorso scelto; v) definizione delle caratteristiche del gruppo motopropulsore e vi) analisi del consumo.

2.1 Architettura del veicolo

L'architettura del veicolo è stata sviluppata con l'obiettivo di progettare un gruppo motopropulsore in grado di operare in un ambiente montano caratterizzato da pendenze ripide e lunga autonomia giornaliera. Per queste ragioni è stato preso in considerazione un veicolo ibrido a celle a combustibile a idrogeno - batteria. Gli obiettivi principali mirano a: i) aumentare l'efficienza del veicolo mediante un nuovo sistema di propulsione ibrido; ii) evitare la dissipazione di energia; iii) limitare l'installazione di batterie chimiche per la trazione; iv) utilizzare un carburante verde che può essere generato da energie rinnovabili. Uno schema dell'architettura del veicolo è mostrato nella Figura 1. L'impianto motore proposto utilizza un motore di trazione elettrico (EM) alimentato da un gruppo motore ibrido composto da una pila a combustibile a idrogeno (FC) e un sistema di batterie. Il motore di trazione, la pila a combustibile e il sistema di batterie sono collegati al bus di alimentazione CC (linea rossa continua) mediante convertitori: Convertitore del sistema di trasmissione elettrica (CED) e Sistema di gestione della batteria (BMS). Per gestire i flussi di potenza richiesti, un sistema di controllo principale (CS) comunica con il sistema di controllo della pila a combustibile (CFC) e il controllo di guida (DC) tramite un bus di comunicazione (linea verde).



Figura 1. Schema del bus a zero emissioni

2.2 Modello dinamico del veicolo

Il modello dinamico dell'autobus a celle a combustibile è stato sviluppato per valutare le prestazioni del veicolo e dei suoi componenti durante il movimento sul percorso esaminato. Di seguito, il modello matematico è descritto solo brevemente e ulteriori dettagli possono essere reperiti nei documenti [7] e [8] citati in bibliografia. Sulla base del profilo cinematico della missione e dei parametri del veicolo, è stato calcolato il requisito di potenza di trazione a partire dall'equazione differenziale del moto, suddividendo le forze esterne in trazione, $T(v(t))$, e somma delle resistenze al movimento del veicolo, $\Sigma R(v(t))$. Quest'ultima può essere espressa come somma delle resistenze al rotolamento, R_w , della pendenza, R_s , e dell'aria, R_A . Da cui la trazione è:

$$T(v(t)) = m\alpha \frac{dv}{dt} - [R_w(v(t)) + R_s(\beta) + R_A(v(t))] \quad (1)$$

dove m è la massa lorda del veicolo, α è il coefficiente di massa inerziale rotazionale, v è la velocità del veicolo e β è l'angolo della pendenza della strada.

La potenza di trazione elettrica, P_{el} , è stata calcolata considerando anche il recupero di energia in frenata elettrica, come segue:

$$P_{el} = T(v(t))v(t)/(\eta_t \eta_D) \text{ for } T(v(t))v(t) > 0 \quad (2)$$

$$P_{el} = T(v(t))v(t)(\eta_t \eta_D) \text{ for } T(v(t))v(t) < 0 \quad (3)$$

con η_t e η_D l'efficienza della trasmissione e del sistema di trazione elettrica (convertitore più motore elettrico). Per simulare correttamente la fase di frenata è stata assunta una distribuzione del peso sugli assi del veicolo. Infine, il modello considera che non viene recuperata energia se lo stato di carica (SOC) della batteria è pieno.

Lo schema dell'implementazione del modello nel software di simulazione mostrato nella Figura 2 (a) è stato realizzato con MATLAB. Il modello calcola i flussi di potenza e il consumo di energia (sistemi di trazione e ausiliari) a partire dalla definizione degli input relativi ai seguenti tre blocchi:

- "Vehicle features" che riguarda le caratteristiche del veicolo;
- "Road characteristics" che riguarda la topografia del percorso e le caratteristiche della superficie stradale;
- "Drive cycle" che descrive il profilo di guida specificando la velocità in funzione del tempo.

Il blocco "Traction power" calcola la potenza meccanica necessaria per percorrere il percorso di input con il veicolo selezionato al profilo di velocità specificato.

Il blocco "Electric Drivetrain" calcola la potenza elettrica necessaria per la trazione, tenendo conto delle perdite energetiche del cambio, del motore elettrico e del convertitore di potenza. Il calcolo delle perdite di trasmissione è basato su tabelle di ricerca validate mediante dati sperimentali e letteratura. Il modello consente di calcolare l'energia totale richiesta e il consumo di idrogeno nel percorso dato con il ciclo di guida previsto.

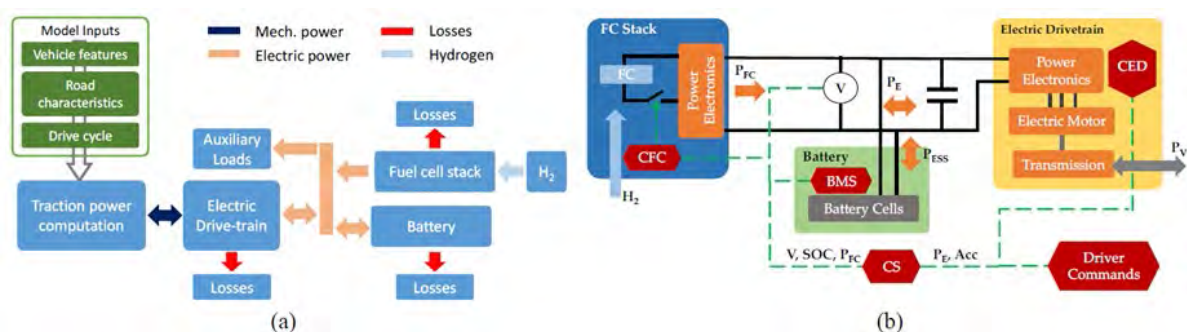


Figura 2. (a) Schema del simulatore del veicolo (a sinistra); (b) schema a blocchi del sistema di alimentazione elettrica (a destra)

2.3 Sistema di alimentazione elettrica e strategia di controllo

Il diagramma a blocchi del sistema di alimentazione elettrica previsto è mostrato nella Figura 2 (b), dove sono dettagliate le linee di alimentazione e di controllo. Si basa su uno stack di celle a combustibile controllato dal suo controller (CFC) e dotato di un convertitore DC/DC per garantire il corretto trasferimento di energia dalla pila

a combustibile al bus DC. Il sistema di accumulo di energia (ESS), configurato come una batteria al litio-ion, è direttamente collegato al bus DC e gestito dal sistema di gestione della batteria (BMS). Il motore elettrico di trazione, la trasmissione a singola marcia del veicolo e l'elettronica di potenza correlata sono indicati come sistema di trasmissione elettrica e sono gestiti dal controller del sistema di trasmissione elettrica (CED). Il sistema di trasmissione elettrica è direttamente collegato al bus DC tramite un condensatore di massa. In termini di potenza, la configurazione proposta richiede che la batteria sia dimensionata per fornire la potenza di picco del sistema di trasmissione elettrica, mentre la pila a combustibile è concepita come un estensore di autonomia e viene gestita per lavorare a un livello di potenza fisso in cui si raggiunge l'efficienza massima. A tal fine, il BMS monitora la tensione del bus DC e scambia il suo livello con gli altri controller tramite il bus di comunicazione insieme allo stato di carica della batteria (State of Charge - SOC). Quando il SOC scende al di sotto di una soglia adeguata, il sistema di controllo principale (CS) richiede che la pila a combustibile venga attivata e inietti potenza nel bus DC per evitare che la batteria si scarichi completamente. A seconda della pendenza della strada e della dinamica del veicolo, l'energia fornita dalla pila a combustibile viene utilizzata direttamente dal sistema di trasmissione elettrica o per ricaricare la batteria.

3. Caso studio

Come caso studio è stata selezionata un'area italiana di elevato valore ambientale situata nel Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise. Durante l'analisi dei rischi, è fondamentale identificare e mitigare le potenziali problematiche legate alla progettazione e all'utilizzo di un veicolo ibrido a zero emissioni in quest'area.

3.1 Descrizione del veicolo

Il veicolo ibrido a zero emissioni selezionato per il caso di studio è differenziato da una massa aumentata di circa 1000 kg rispetto a un equivalente veicolo diesel. Le caratteristiche del veicolo sono riportate in Tabella 1.

<i>Parametri</i>	<i>Simboli</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Valori</i>
Lunghezza		m	7.76
Larghezza		m	2.4
Altezza		m	3.05
Passeggeri (posti)			25
Massa del veicolo a pieno carico	m	kg	8700
Sezione frontale		m ²	7.32
Coefficiente aerodinamico	Cx		0.380
Tipo di pneumatici			225/75 R-16

Tabella 1. Principali dati del veicolo utilizzati nelle simulazioni

Per ridurre i rischi associati a una maggiore massa, possono essere adottate diverse tecniche di contenimento dei rischi, tra cui:

- Progettazione del sistema di sospensione e dei freni: Una progettazione attenta e robusta di questi sistemi può contribuire a garantire una buona stabilità del veicolo, consentendo una guida sicura anche su terreni accidentati o con pendenze ripide;
- Utilizzo di tecnologie avanzate per il controllo della trazione e l'assistenza alla frenata: L'implementazione di sistemi come il controllo elettronico della trazione e l'assistenza alla frenata può migliorare ulteriormente la sicurezza di guida, consentendo una migliore gestione della potenza e un controllo più preciso del veicolo in situazioni critiche;
- Gestione sicura delle celle a combustibile e delle batterie: Le celle a combustibile e le batterie sono componenti fondamentali di un veicolo ibrido. Per garantire la sicurezza, è necessario implementare misure come sistemi di monitoraggio avanzati per rilevare tempestivamente anomalie o malfunzionamenti. Inoltre, è importante seguire procedure di manutenzione regolari e formare adeguatamente il personale sulla gestione sicura di queste tecnologie.

3.2 Descrizione del percorso

È stato selezionato un percorso di andata e ritorno (161 km) nell'area extraurbana dell'Aquila Figura 3 (a). Il percorso fa parte dell'attuale linea di autobus regionale che collega le città di Avezzano e L'Aquila.



(a)



(b)

Figura 3. (a) Vista del percorso selezionato per il caso di studio (a sinistra); (b) il kit di valutazione del sistema globale di navigazione satellitare (GNSS) ad alta precisione adottato per il tracciamento del veicolo (a destra)

Per acquisire le caratteristiche topografiche del percorso e il ciclo di guida della missione del veicolo, è stato installato un sistema di misura basato su un sistema di acquisizione con dispositivo GPS su un autobus diesel con caratteristiche prestazionali simili a quelle del progetto. La stazione di misura adotta un u-blox 7 Evaluation Kit con sistema Precise Point Positioning che supporta il modulo NEO-7P.

Il modulo, riportato nella figura 3 (b), è un sistema globale di navigazione satellitare (GNSS) ad alta precisione.

I risultati dell'acquisizione mostrano che: i) l'altitudine massima è compresa tra 600 m e 1500 m s.l.m.; ii) la pendenza massima e media sono rispettivamente del 15% e del 4,5%; iii) la velocità massima e media sono rispettivamente di 20,98 m/s e 9,63 m/s.

4. Risultati sperimentali

La simulazione del veicolo descritto in precedenza è stata eseguita in base ai dati acquisiti relativi al ciclo di guida e al percorso, al fine di dimensionare i componenti della catena cinematica.

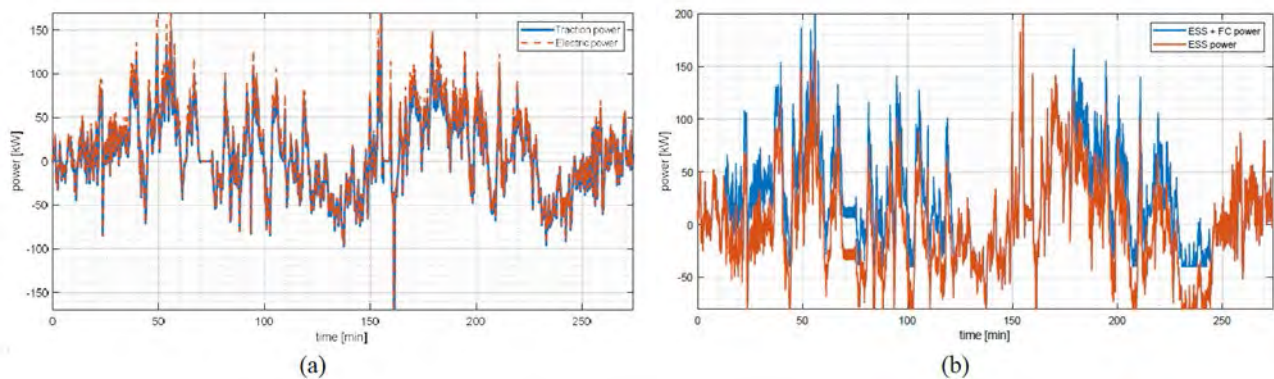


Figura 5. Descrizione del profilo della missione: (a) profili di trazione e potenza elettrica; (b) profili di potenza di ESS e cella a combustibile

Nella Figura 5 (a) sono riportati i profili di trazione e potenza elettrica. La Figura 5 (b) illustra rispettivamente la potenza dell'ESS e l'unità di potenza (potenza dell'ESS e della cella a combustibile). I risultati mostrano che la potenza di picco elettrica è di 160 kW e la potenza di picco dell'ESS è di 200 kW in scarica e 80 kW in carica. Di conseguenza, è stato scelto un motore di trazione con potenza di picco di 150 kW. La Figura 6 (a) mostra come la cella a combustibile e l'ESS gestiscano la richiesta di potenza del veicolo. Si può notare che una potenza della cella a combustibile di 40 kW e un'energia della batteria di 50 kWh sono in grado di fornire la potenza elettrica richiesta evitando condizioni di sovraccarico o sotto-carica della batteria.

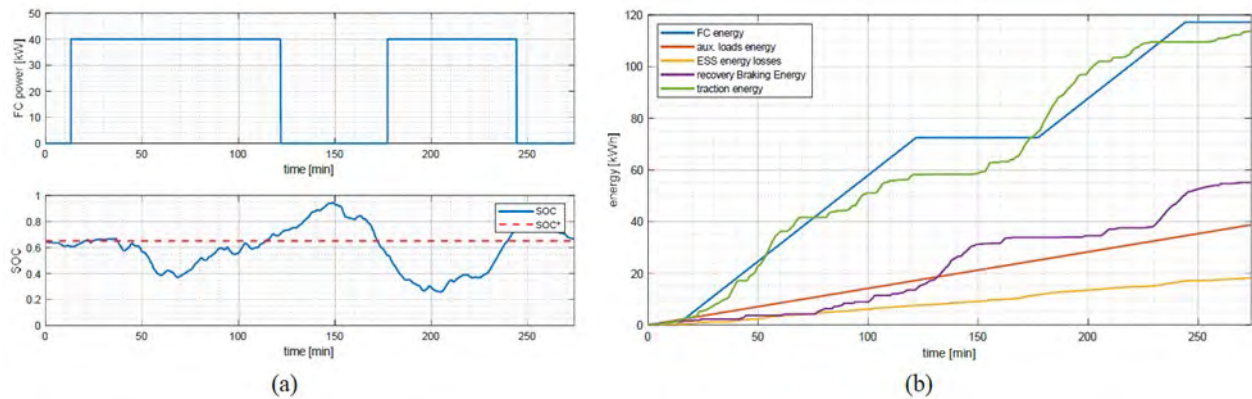


Figura 6. Descrizione del profilo della missione: (a) Potenza richiesta dalla cella a combustibile (in alto) e dall'ESS (in basso). (b) Profilo energetico del componente principale del sistema

I profili energetici dei principali componenti del sistema sono riportati nella Figura 6 (b). Il consumo stimato di H_2 è di 6,4 kg (circa 0,039 kg/km) per il tragitto considerato. Tuttavia, è importante notare che alcuni parametri di incertezza possono influenzare i risultati della simulazione. Tra gli altri, quelli che possono avere la maggiore influenza sono gli errori associati all'accuratezza dei sensori, la possibile perdita del segnale GPS, anche a causa della presenza di lunghi tunnel, e l'effettiva energia elettrica che può essere recuperata sia in discesa che durante il freno rigenerativo nelle fasi di decelerazione. Pertanto, anziché considerare un singolo consumo medio per chilometro, è più appropriato assumere un intervallo di valori che, per lo studio in questione, si situa tra 20/25 km/kg H_2 , con il primo valore il più realistico.

5. Rischi connessi all'utilizzo dell'idrogeno nei sistemi di trazione

L'adozione dell'idrogeno come fonte di energia per autotrazione rappresenta una delle frontiere più promettenti nella ricerca di combustibili puliti ed efficienti. Tuttavia, come per qualsiasi nuova tecnologia, è importante valutare attentamente i rischi associati all'utilizzo dell'idrogeno come fonte energetica. L'idrogeno è l'elemento chimico più leggero. Allo stato legato è presente nell'acqua e in tutti i composti organici e organismi viventi. Allo stato libero è scarsamente presente sulla Terra e deve quindi essere prodotto da altre fonti; rappresenta quindi un vettore di energia, come l'energia elettrica, e non una fonte. Essendo l'elemento più leggero presenta una grossa criticità dovuta al basso contenuto energetico per unità di volume, cosa che ne rende difficile il trasporto e lo stoccaggio. I principali aspetti da considerare sono la sicurezza durante lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno. Pertanto è fondamentale garantire l'adeguata progettazione e l'implementazione di sistemi di stoccaggio e di distribuzione sicuri.

5.1 Infiammabilità

L'idrogeno è altamente infiammabile, con un intervallo di infiammabilità molto ampio (limiti di infiammabilità nell'aria dal 4% al 75% in volume). Questo significa che può prendere fuoco a una concentrazione di solo il 4% nell'aria e bruciare con una fiamma molto calda e quasi invisibile, che emette pochissimo calore radiante e, quindi, dà un avvertimento limitato della sua presenza. L'accensione di miscele infiammabili idrogeno-aria avviene con un apporto energetico molto basso, circa un decimo di quello di una miscela benzina-aria, tanto che una scintilla invisibile e/o una carica elettrostatica possono causare un'accensione. Pertanto un'accidentale fuoriuscita di idrogeno durante il rifornimento, la produzione o l'utilizzo dei veicoli può comportare gravi rischi e pertanto sono richieste misure di sicurezza specifiche per prevenire incidenti o esplosioni quali:

- Le stazioni di rifornimento di idrogeno devono essere progettate per prevenire fughe e disperdere rapidamente l'idrogeno in caso di incidente;
- Deve essere prevista l'installazione di sensori di rilevamento dell'idrogeno per monitorare costantemente le concentrazioni nell'aria e attivare gli allarmi in caso di superamento delle soglie di sicurezza;
- Deve essere predisposta una formazione adeguata per gli operatori e gli utenti finali sull'uso sicuro dell'idrogeno, inclusi protocolli di emergenza.

5.2 Stoccaggio

L'idrogeno presenta una scarsa densità energetica volumetrica, 1 kg di H₂ occupa in condizioni normali (1,013 bar e 0°C) un volume di 11212 litri, richiedendo quindi serbatoi di grandi dimensioni per il suo deposito. Aumentare la pressione del gas migliora la densità di energia per unità di volume, ottenendo contenitori meno ingombranti. Le perdite di idrogeno da tubi, recipienti e apparecchiature possono provocare una fiamma a getto se l'idrogeno si accende (ad esempio per attrito o elettricità statica). La lunghezza della fiamma del getto dipende dalla pressione dell'idrogeno e dalle dimensioni della perdita. L'idrogeno richiede quindi condizioni specifiche per essere stoccato in modo sicuro, poiché può esistere come gas compresso o liquido criogenico. La pressurizzazione e il raffreddamento richiedono attrezzature specializzate, che possono essere soggette a guasti o malfunzionamenti, pertanto è necessario:

- L'utilizzo di serbatoi di stoccaggio conformi a standard di sicurezza rigorosi. La soluzione oggi più utilizzata per lo stoccaggio dell'idrogeno a bordo dei veicoli o anche per le stazioni di servizio è costituita da bombole di gas compresso alla pressione di 350 oppure 700 bar, costituite in genere da 3 strati, uno interno polimerico, uno intermedio in fibra di carbonio capace di sopportare elevate trazioni e uno più esterno in acciaio in grado di proteggere il sistema da danni meccanici e corrosivi;
- L'ispezione e la manutenzione regolari con controllo periodico dei serbatoi per rilevare eventuali danni o segni di degrado;

- L'adozione di tecnologie di raffreddamento all'avanguardia per garantire il mantenimento di temperature sicure;
- Il monitoraggio in modo permanente o periodico dei serbatoi a pressione utilizzando rilevatori di atmosfera esplosiva al fine di identificare le perdite prima possibile e intraprendere le azioni correttive necessarie;
- La progettazione delle linee di sfiato dell'idrogeno deve ridurre al minimo il rischio associato alla potenziale accensione (detonazione vs deflagrazione) considerando il rapporto lunghezza/ diametro. Il design meccanico deve essere in grado di resistere all'accensione all'interno della linea di sfiato a meno che l'accensione all'interno dello sfiato non sia impedita, ad esempio, mediante uno spurgo di azoto o un dispositivo antifiamma.
- I flussi dagli sfiati e dalle apparecchiature di sicurezza devono essere convogliati in un luogo sicuro dove non generano un pericolo per le persone o le strutture vicine, lontano da aree del personale, linee elettriche e altre fonti di accensione, prese d'aria, aperture di edifici e sporgenze. Le leghe di rame o l'acciaio inossidabile sono materiali preferiti per ridurre al minimo la possibilità di accensione dovuta alle particelle di corrosione atmosferica.

5.3 Produzione e Distribuzione

La produzione di idrogeno richiede attenzione ai dettagli per evitare impatti ambientali negativi, mentre la distribuzione richiede una rete di infrastrutture ben pianificata. È quindi necessario:

- L'utilizzo di metodi sostenibili, come l'elettrolisi dell'acqua tramite energia rinnovabile, per la produzione di idrogeno;
- L'adozione di standard rigorosi per la progettazione e la gestione delle stazioni di rifornimento di idrogeno;
- Laddove sia necessario far passare le condutture dell'idrogeno nello stesso condotto o cavidotto utilizzati per i cavi elettrici, tutti i giunti nelle tubazioni dell'idrogeno nel condotto/ cavidotto devono essere saldati o brasati. Una distanza minima di separazione dai cavi elettrici e da qualsiasi altra tubazione deve essere determinata dalla valutazione dei rischi o da norme/regolamenti locali. La tubazione dell'idrogeno dovrebbe essere collocata a un'altezza maggiore rispetto ad altre condutture;
- La continuità elettrica deve essere mantenuta in tutto il sistema;
- Laddove sono montati manicotti esterni, questi devono essere opportunamente forati per evitare il gonfiaggio;
- Gli strumenti e gli indicatori devono essere progettati e posizionati in modo tale che, in caso di perdita o rottura e possibile incendio successivo, il rischio per il personale sia ridotto al minimo. Si raccomanda l'uso di vetri di sicurezza e sfiato posteriore sui manometri (la cosiddetta costruzione «solid front»).

5.4 Compatibilità dei Materiali

L'idrogeno può causare problemi di compatibilità con alcuni materiali, portando alla fragilità e alla rottura di componenti critici. Si rende quindi indispensabile:

- L'Utilizzo di materiali che resistono alla corrosione e alla diffusione dell'idrogeno. Non devono essere utilizzati tubi e raccordi in ghisa. Si sconsiglia l'uso di qualsiasi ghisa a causa della permeabilità all'idrogeno e della possibilità di porosità nella ghisa;
- Laddove è probabile che l'ammoniaca sia presente come impurità o come contaminante atmosferico, le leghe a base di rame/stagno/zinco non devono essere utilizzate per tubi o raccordi poiché questi materiali sono suscettibili all'attacco dell'ammoniaca. Si dovrebbe anche prendere in considerazione la possibilità che siano presenti altri contaminanti e prendere adeguate precauzioni;
- L'uso di giunti saldati o brasati (la saldatura dolce non è consigliata) è raccomandato ove possibile. Laddove si ritengano necessari giunti fragili (filettati, flangiati, ecc.), questi dovrebbero essere ridotti al minimo poiché sono una potenziale fonte di perdite. Devono essere prese in considerazione le potenziali perdite dalle connessioni dovute alla permeabilità dell'idrogeno a tutte le pressioni;
- Il monitoraggio costante delle prestazioni dei materiali in ambienti ad idrogeno.

5.5 Rischi di utilizzo sui veicoli ad uso civile

L'idrogeno può esser utilizzato sui veicoli essenzialmente in due modi:

- Direttamente come carburante in un motore a combustione interna (HICEV Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle);
- Nelle celle a combustibile (Fuel Cells) per produrre energia elettrica che poi alimenta il motore elettrico del veicolo (FCEV Fuel cells Electric Vehicle).

La tecnologia Fuel Cells va raccomandata rispetto al motore a combustione interna in quanto più efficiente; tuttavia, l'uso diretto dell'energia elettrica stoccata nelle batterie costituisce un sistema ancora più efficiente in quanto evita le trasformazioni tra i diversi vettori energetici; pertanto, dove possibile, sarebbe raccomandabile usare direttamente l'energia prodotta da fonti rinnovabili nell'auto elettrica, evitando le perdite di energia dovute alle trasformazioni. Sembrerebbe più logico ed efficiente destinare l'uso dell'idrogeno principalmente nel settore heavy duty (Camion, TIR, Autobus, Treni, Navi) dove l'uso delle batterie non sembra proponibile per questioni di dimensioni, autonomia, tempi di ricarica. Pertanto, la scelta ricade sulla tecnologia delle celle a combustibile a idrogeno in quanto il rendimento è circa il doppio di quello di un motore termico. L'utilizzo di tale tecnologia richiede comunque una particolare attenzione alla gestione del gas e ai potenziali rischi ad esso associati. Ciò include la prevenzione delle fughe di idrogeno, la gestione delle pressioni e

l'adozione di misure di sicurezza per garantire il corretto funzionamento del sistema di alimentazione.

Un altro aspetto fondamentale riguarda la formazione e la sensibilizzazione dei conducenti dei veicoli a idrogeno, che devono essere adeguatamente informati sui rischi associati all'utilizzo dell'idrogeno come combustibile e devono seguire le pratiche di sicurezza raccomandate. Ciò include l'addestramento sul corretto utilizzo del sistema di alimentazione, la gestione dei serbatoi di idrogeno e le procedure da seguire in caso di emergenza.

Per quanto concerne il sistema di alimentazione dei veicoli ad uso civile ad idrogeno al fine di garantire la sicurezza nell'utilizzo possono essere adottate diverse misure, tra le quali l'impiego dei seguenti sistemi di controllo:

- **Sensori di rilevamento delle fughe di idrogeno:** I veicoli a idrogeno possono essere dotati di sensori che rilevano la presenza di fughe di idrogeno nel sistema di alimentazione. Questi sensori avvisano il conducente o attivano misure di sicurezza come l'interruzione dell'alimentazione o la chiusura delle valvole di sicurezza. Al giorno d'oggi sensori per applicazioni automotive capaci di rilevare fughe sono difficilmente reperibili in commercio, in quanto tale tecnologia e tale cultura della sicurezza non è ancora consolidata fra i produttori di veicoli ibridi o full electric.
- **Sistema di gestione termica:** Un sistema di gestione termica può essere implementato per controllare e mantenere la temperatura dell'idrogeno nel sistema di alimentazione entro limiti sicuri. Ciò può prevenire situazioni di surriscaldamento o formazione di pressioni elevate che potrebbero causare problemi di sicurezza;
- **Valvole di sicurezza:** Le valvole di sicurezza sono dispositivi di sicurezza che si attivano in caso di pressioni eccessive nel sistema di alimentazione. Queste valvole si aprono automaticamente per rilasciare l'eccesso di idrogeno in caso di situazioni di emergenza o sovrappressione, contribuendo a prevenire incidenti;
- **Sistemi di spegnimento automatico:** In situazioni di emergenza, i veicoli possono essere dotati di sistemi di spegnimento automatico che interrompono l'alimentazione di idrogeno al motore e chiudono le valvole di sicurezza per ridurre il rischio di esplosioni o incendi;
- **Protezione termica:** La protezione termica può essere applicata alle parti sensibili del sistema di alimentazione dell'idrogeno per prevenire danni da temperature elevate o incendi accidentali. Questa protezione deve essere realizzata utilizzando materiali resistenti al calore o sistemi di isolamento termico.

È importante specificare che queste sono solo alcune delle possibili misure di controllo che possono essere adottate per garantire la sicurezza nell'utilizzo dell'idrogeno come combustibile per i veicoli ad uso civile. La scelta dei sistemi di

controllo dipenderà dalle specifiche tecniche del veicolo, dalle normative di sicurezza vigenti e dalle best practice raccomandate.

6. Conclusioni

L'utilizzo dell'idrogeno per autotrazione offre enormi vantaggi in termini di riduzione delle emissioni e sostenibilità, tuttavia, è essenziale comprendere e mitigare i rischi ad esso associati. L'adozione di misure di sicurezza rigorose in ogni fase del ciclo dell'idrogeno insieme a una formazione completa del personale e all'implementazione di tecnologie avanzate, garantirà un utilizzo sicuro e responsabile dell'idrogeno nell'industria automobilistica. In tal modo si potranno affrontare con successo le sfide future e sfruttare appieno il potenziale dell'idrogeno come carburante pulito.

Bibliografia

- [1] EC. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. The European Green Deal COM/2019/640 final. 2019.
- [2] MIM. Cambiamenti climatici, infrastrutture e mobilità. 2022.
- [3] Bucci G., Ciancetta F., Fiorucci E. An automatic test system for the dynamic characterization of PEM fuel cells. Proceedings from the IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference. 2004. pp. 675–680. <https://doi.org/10.1109/imtc.2004.1351137>
- [4] EC. Sustainable and smart mobility strategy. 2020.
- [5] Ajanovic A., Glatt A., Haas R. Prospects and impediments for hydrogen fuel cell buses. Energy, 235, 121340. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121340>
- [6] Bucci G., Ciancetta F., Fiorucci E., Veglio F. An Experimental Approach to the Modeling of PEM Fuel Cells in Dynamic Conditions. Proceedings from the IEEE Lausanne Power Tech. 2007. pp. 1094–1099. <https://doi.org/10.1109/PCT.2007.4538468>
- [7] Di Battista D., Villante C., Cipollone R. Optimal Components Design of a Fuel Cell Electric Vehicle. SAE Technical Paper. 2015. <https://doi.org/10.4271/2015-24-2546>
- [8] Villante C. A tool for Well-to-Wheels evaluation of alternative public transport means. Proceedings from EVS28. 2015.

Revamping di un impianto di compostaggio con produzione di biogas ed adozione di un sistema di Upgrading per minimizzare gli autoconsumi elettrici e massimizzare il tasso di recupero del metano

V. Prete¹, A. Urso¹, A. De Palma², S. Manna³, A. Colautto⁴, L. Viarengo⁵, M. Fischetti⁵, G. Odino⁶

¹Inail – Uot di Alessandria

²Inail – Uot di Venezia

³Inail – Uot di Roma

⁴Inail – Uot di Milano

⁵G.A.I.A. SpA

⁶Studio Ing. G. Odino

Abstract

L'azienda oggetto della presente memoria opera nel campo del trattamento, recupero e smaltimento dei rifiuti urbani; nell'impianto vengono recuperati i rifiuti organici e trasformati in compost e in biogas per la produzione di energia elettrica al fine di soddisfare le necessità dell'impianto.

Nel 2022 è stato effettuato un revamping dell'impianto di compostaggio consistente nell'installazione di un secondo digestore e di un impianto di Upgrading del biogas. Il biometano così prodotto, previa purificazione, viene immesso nella rete di distribuzione locale ed è prevista a pieno regime una produzione fino a 6 milioni di metri cubi all'anno.

Oggetto del presente studio è la tecnologia adottata per la purificazione del biogas, derivante dal processo di lavorazione dei rifiuti organici trattati, che prevede l'impiego di membrane di altissima qualità.

Il processo avviene tramite un sistema di compressione che aumenta la pressione del biogas pretrattato al valore necessario all'unità a membrana, posta a valle, per separare il biogas in un flusso di CO₂ e CH₄.

Il sistema di controllo dell'impianto è programmato per rilevare la pressione operativa del gas in vari punti, il contenuto di metano, la quantità di flusso e per regolare automaticamente i parametri chiave del processo di separazione.

Il complesso installato minimizza gli autoconsumi elettrici e massimizza il tasso di recupero del metano fino ad almeno il 99,5%.

L'impianto di compostaggio a digestione anaerobica oggetto della memoria si colloca all'interno di un piano industriale di produttività e transizione energetica e vuole essere da esempio per altre realtà operanti in questo settore.

Keywords: biogas, compostaggio, ottimizzazione consumi

1. Introduzione

Le opportunità aperte dal d.m. 2 marzo 2018 per la produzione di biometano ed il trend di crescita nella raccolta differenziata dell'organico hanno spinto l'azienda, che si colloca all'interno di un sistema di gestione ambientale integrata, ad investire nel settore. Si è partiti dalla consapevolezza che il know-how acquisito e la presenza di un sito già correttamente infrastrutturato e dotato di servizi avrebbero consentito all'impianto oggetto della presente memoria di trattare i rifiuti organici in modo ambientalmente più sostenibile ed economicamente più efficiente rispetto alla media degli impianti già presenti.

Il nuovo impianto ha potuto inoltre rispondere alla crescente domanda di trattamento per l'umido prodotto in ambito regionale.



Figura 1. Vista generale impianto



Figura 2. Vista generale upgrading



Figura 3. Particolare upgrading

2. Descrizione e finalità dell'impianto

All'interno dell'impianto di compostaggio vengono recuperati i rifiuti organici (scarti di cucina, sfalci e potature) che sono trasformati in compost di qualità per l'agricoltura; l'impianto copre una superficie totale di circa 31.800 m².

Negli ultimi anni, seguendo le indicazioni del piano industriale, è iniziato il revamping dell'impianto esistente con la costruzione di biocelle, di un nuovo impianto di trattamento dell'aria e l'installazione di un impianto di digestione anaerobica.

L'intervento ha permesso di avviare l'intero quantitativo di FORSU (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano) in ingresso al trattamento di digestione anaerobica e di trasformare il biogas in biometano da immettere nella rete di distribuzione del gas. La produzione di biometano a partire dalla FORSU o altri scarti organici oltre a ridurre l'impiego di combustibili di origine fossile contrasta l'emissione di gas serra naturalmente generata da fenomeni di fermentazione aerobica.

La scelta di giungere alla produzione di biometano consente all'azienda di generare notevoli benefici ambientali e di incrementare i propri ricavi grazie alla vendita del biometano prodotto e all'ottenimento degli incentivi previsti per la produzione di biocarburanti avanzati. Per quanto riguarda i benefici ambientali l'utilizzo di biometano comporta una riduzione di almeno il 75% di emissioni di gas serra rispetto al gas naturale di origine fossile.

Il calore necessario per il funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica è generato con cogenerazione ad alto rendimento.

In sintesi, il sistema impiantistico di recupero dei rifiuti organici consente di:

- Ridurre le emissioni odorigene per effetto della totale digestione anaerobica della matrice
- Recuperare in modo efficiente e sostenibile i rifiuti organici, sfruttando in modo efficiente l'energia contenuta nel biogas
- Ridurre le emissioni in atmosfera da combustione del biogas (sostituito da gas naturale)
- Migliorare la logistica generale del sito
- Migliorare le economie di scala rendendo economicamente più sostenibile il processo

3. Funzionamento del processo

Nei processi di digestione anaerobica si origina una miscela gassosa denominata biogas principalmente composta da Metano (CH_4) ed anidride carbonica (CO_2) e da piccole quantità di solfuro di idrogeno (H_2S) ed ammoniaca (NH_3). Sono occasionalmente presenti tracce di idrogeno (H_2), azoto (N_2), carboidrati saturi o alogenati ed ossigeno (O_2) nonché particelle di polveri. Il biogas può contenere altre sostanze in funzione del tipo di sostanza organica digerita e delle condizioni di processo.

Rispetto alla media del biogas prodotto da varie matrici (fanghi, prodotti agricoli, ecc) quello da FORSU presenta caratteristiche di buona qualità in fatto di tenore di metano (>58%) e tenore in ammoniaca. Il biogas ottenibile dalla FORSU presenta caratteristiche ottimali per una utilizzazione energetica o per la successiva purificazione a biometano.

Partendo da tale composizione è possibile impostare la tecnologia di trattamento per giungere al biometano che dovrà puntare essenzialmente alla rimozione dello Zolfo, della CO_2 e di altre impurità.

Il processo di depurazione del biogas, finalizzato a renderlo idoneo per la qualifica normativa di biometano, è suddiviso in due fasi distinte:

- Purificazione del biogas
- Upgrading

4. Purificazione del biogas

La fase di purificazione è essenziale per il seguito del processo dovendo provvedere all'eliminazione sia di molecole indesiderate sia per la composizione finale del biometano sia per l'operatività degli impianti di upgrading che potrebbero essere danneggiati dalla presenza di inquinanti specifici (es. zolfo per le membrane).

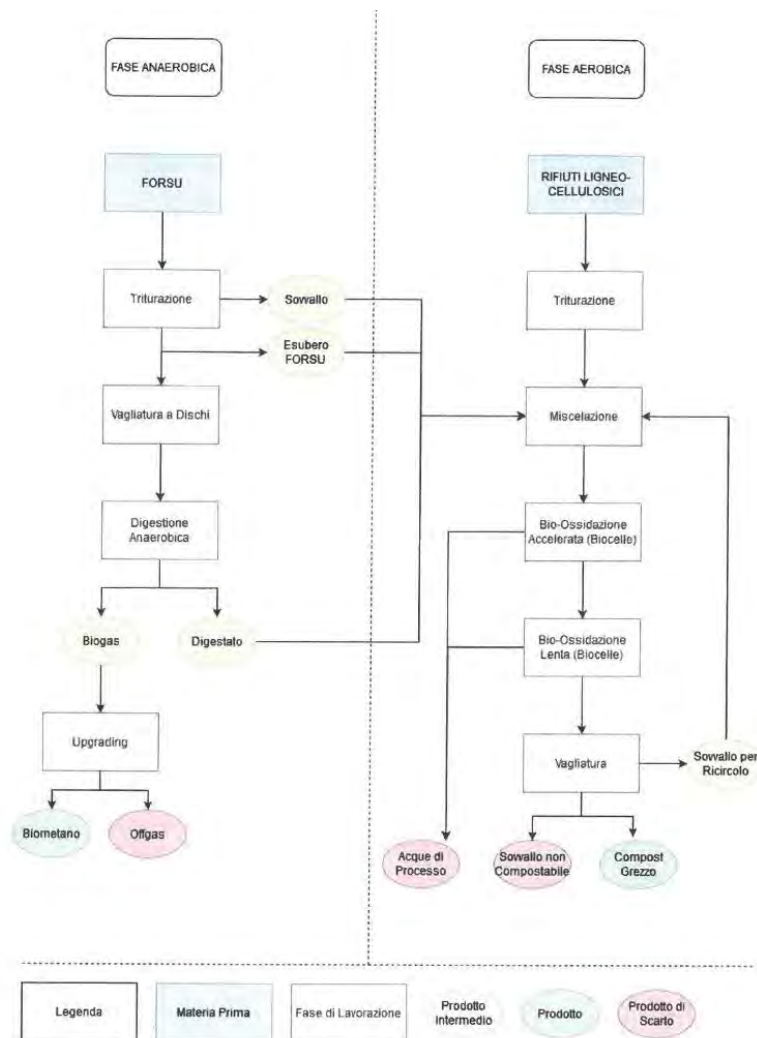


Figura 4. Schema a blocchi processo impianto

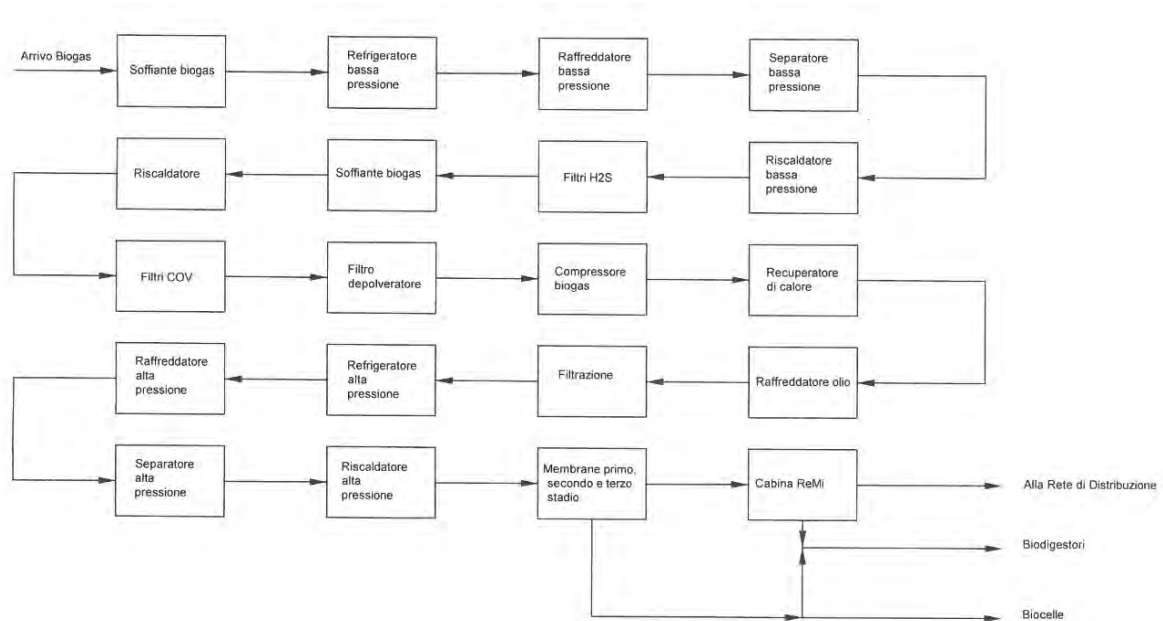


Figura 5. Schema a blocchi upgrading

Il processo di purificazione del biogas è costituito da un'unità di deumidificazione e da filtri a carboni attivi.

L'unità di deumidificazione del biogas è costituita da un gruppo frigorifero (chiller) che raffredda il biogas all'interno di un fascio tubiero rimuovendone l'acqua di condensa che verrà inviata ad una apposita vasca di accumulo per poi essere smaltita.

I filtri a carboni attivi, costituiti da 4 silos di diametro 1,9 m ed altezza massima di 4 m, sono impiegati per eliminare gli inquinanti: H₂S, COV (Composti Organici Volatili) e silossani.

Il biogas viene fatto transitare al loro interno e le impurità vengono trattenute dai carboni ivi presenti. I silos vengono montati in serie e possono essere by-passati dal biogas in modo da consentire la sostituzione dei carboni senza fermare l'impianto.



Figura 6. Filtri H₂S e COV

Il biogas in uscita dai digestori viene inviato alla sezione di purificazione con l'obiettivo di liberarlo dalle seguenti impurità:

- Acque
- Composti dello zolfo
- Altri composti organici volatili
- Eventuale ammoniacca

4.1 Deumidificazione del biogas

Prima di poter rimuovere la CO₂ è necessario procedere alla rimozione dell'umidità presente a tal fine il biogas in ingresso alla sezione di upgrading viene raffreddato in un fascio tubiero collegato con un gruppo frigorifero (chiller) che consente di eliminare la frazione liquida dalla corrente gassosa. Questa fase ha il duplice vantaggio di portare alla rimozione dell'umidità e dei COV (circa il 20%) solubilizzati all'interno dell'acqua rimossa.



Figura 7. Schema a blocchi unità di deumidificazione

Per ottenere la massima sicurezza di funzionamento del sistema di essiccazione sono stati installati due gruppi frigoriferi ridondanti da 40 kW ognuno con potenza pari al 60% di quella richiesta. Il primo gruppo è al servizio della fase di deumidificazione iniziale mentre il secondo raffredda il gas in uscita al termine della fase di compressione. I due gruppi frigoriferi sono installati sullo stesso circuito. Le temperature raggiunte dal sistema di raffreddamento sono inferiori ai 5°C permettendo l'ottimizzazione per quanto riguarda la rimozione dei composti solubili quali l'ammoniaca, COV e H₂S.

Il biogas deumidificato viene quindi messo in sovrappressione tramite una soffiante.



Figura 8. Impianto di raffreddamento e refrigerazione

4.2 Trattamento ai carboni attivi

Una volta eliminata la quota di acqua il gas passa attraverso un sistema di abbattimento composto da filtri multipli a carbone attivo che hanno lo scopo di eliminare l'H₂S, i COV residui, i silossani e altri gas in tracce.

I filtri sono stati installati con sistemi di controllo lead-lag che comprendono una serie di valvole consentendo l'inversione dei flussi, il bypass e il sezionamento del singolo filtro garantendo quindi flessibilità, affidabilità e continuità di servizio permettendo di eseguire le operazioni di manutenzione senza fermare l'impianto.

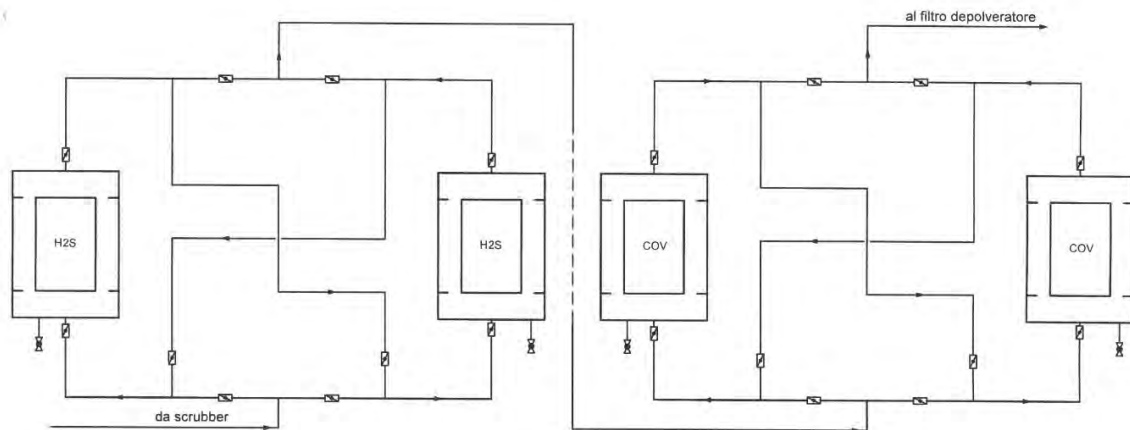


Figura 9. Schema di principio filtrazione H₂S e COV

5. Fase di upgrading

5.1 Compressione del gas

Il gas in uscita dalla sezione di pretrattamento vista in precedenza viene compresso alla pressione di funzionamento delle membrane compresa tra 12 e 14 bar e i compressori previsti saranno due dimensionati sul 50% della portata massima. L'installazione delle membrane avverrà all'interno di apposito container. La potenza installata di ciascun compressore sarà di 260 kWe.



Figura 10. Impianto di compressione

5.2 Il processo a membrane

Confrontando le varie tecnologie ad oggi presenti sul mercato, e che possono considerarsi mature, la scelta è ricaduta sulle membrane in considerazione dell'elevata affidabilità e diffusione della tecnologia in rapporto alle buone prestazioni tecniche raggiungibili.

Le membrane basano il loro funzionamento sulla capacità di separare il metano contenuto nel biogas prodotto attraverso la diversa permeabilità delle sostanze che compongono la corrente gassosa da trattare utilizzando un gradiente di pressione come forza motrice per il processo.

La superficie di contatto viene realizzata attraverso fibre cave e la separazione viene ottenuta considerando che le molecole di anidride carbonica e degli inquinanti presentano dimensioni inferiori rispetto a quelle del metano e dunque permeano più efficacemente fra i micropori del substrato polimerico. Date le minori dimensioni delle molecole di anidride carbonica, del vapore d'acqua, dell' H_2S e dell'ammoniaca, queste riescono a transitare più velocemente attraverso il reticolo composto dalla membrana dove vengono raccolte sul lato a più bassa pressione della stessa contrariamente il metano rimane intrappolato sul lato ad elevata pressione. A questo punto la corrente gassosa è separata e il metano ottenuto si trova ad una pressione e purezza adeguate all'immissione in rete.

Uno dei punti di forza delle membrane consiste nella assenza di composti secondari di scarto o emissioni e non necessitano di sostanze secondarie per la fase di separazione, come ad esempio le soluzioni di lavaggio utilizzate all'interno delle colonne di scrubbing, con conseguenti minori OPEX (OPERational EXpenditure).



Figura 11. Particolare membrane



Figura 12. Particolare membrane

6. Conclusioni e valutazioni energetiche finali

Le due sezioni impiantistiche maggiormente energivore sono l'upgrading e il compostaggio con oltre 3 milioni di kWh annui ciascuno. L'elevata richiesta di energia elettrica necessaria alle due sezioni appena citate è determinata in prima analisi dall'elevato numero di ore di funzionamento annuali (regime di funzionamento approssimativamente continuo) e in secondo luogo dagli elevati volumi trattati. La

sezione di upgrading gestisce oltre 10 milioni di Sm^3 /anno di biogas prodotto nella sezione di digestione mentre il sistema di aspirazione e movimentazione dell'aria smaltisce portate dell'ordine di $160.000 \text{ m}^3/\text{h}$.

Nel bilancio energetico complessivo sono stati presi in considerazione tutti i flussi energetici in entrata ed in uscita dall'impianto. Il dato di partenza è rappresentato dal contenuto energetico dei quasi $6.300.000 \text{ Sm}^3$ di metano prodotti annualmente che, considerando il potere calorifico inferiore del biometano pari a $9,444 \text{ kWh}/\text{Sm}^3$, corrispondono a poco meno di 60.000 MWh annui.

Al termine di tutto il processo di produzione descritto e delle conseguenti perdite circa $5.939.000 \text{ Sm}^3$ annui di metano, rappresentante il 94,5% del totale pari a 56.086 MWh , sono realmente immettibili in rete. I miglioramenti tecnologici e la gestione ottimale dei sensori di controllo possono, ovviamente, ridurre in modo significativo la quota del 5,5% di perdite cautelativamente stimate aumentando il metano immettibile.

L'acquisto di gas naturale di rete per l'alimentazione del cogeneratore e la conseguente copertura di tutti gli ausiliari elettrici e di quelli termici è stimato in circa $1.934.000 \text{ Sm}^3$ /anno pari a circa 19.700 MWh annui. L'incidenza del gas acquistato in termini energetici è pari a circa il 30% del biometano prodotto. L'apparentemente elevato consumo energetico per i servizi di impianto deve essere considerato riferito non solo alla sezione di produzione energetica (biometano) ma a tutto il ciclo di trattamento dei rifiuti organici che andrebbero, altrimenti, ad essere energeticamente persi. Il processo proposto, al contrario, consente di recuperare un'importante quota di energia sotto forma di biometano e di realizzare un recupero di materia in forma di compost di qualità il tutto secondo gli indirizzi della normativa europea sui rifiuti. Trattamenti alternativi, come i processi semplicemente aerobici, porterebbero ad ottenere un recupero esclusivamente di materia con costi energetici importantissimi del tutto a carico delle fonti fossili tradizionali.

Il processo rappresenta, quindi, un esempio di approccio decisamente virtuoso da un punto di vista energetico e ambientale.

7. Bibliografia

[1] Manuali uso e manutenzione delle attrezzature installate

[2] D. Andriani, A. Wresta, T. D. Atmaja, A. Saepudin. A Review on Optimization Production and Upgrading Biogas through CO_2 Removal Using Various Techniques. *Appl Biochem Biotechnol.* 2014; 172(4):1909–28

[3] S. Basu, A. L. Khan, A. Cano-Odena, C. Liu, I. F. J. Vankelecom. Membrane-Based Technologies for Biogas Separations. *Chem. Soc. Rev.* 2010; 39(2): 750–68.

[4] M. Scholz, T. Melin, M. Wessling 2010;. Transforming Biogas into Biomethane Using Membrane Technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2010; 17:199–212.

Interventi di riparazione in generatori di vapore con fumi particolarmente aggressivi (termovalorizzatori, biocombustibili)

A. Carro¹, M. Quadalti²

¹ Inail - Uot di Forlì

² qb STUDIO s.r.l. – Soc. di ingegneria

Abstract

L'utilizzo di particolari combustibili, quali l'incenerimento dei rifiuti, le farine di derivazione zootecnica, il biogas, può comportare la presenza di fumi particolarmente aggressivi, sia per la composizione degli stessi sia soprattutto per l'attitudine a generare condense acide estremamente corrosive nelle zone "più fredde" (economizzatori, evaporatori).

Il presente articolo racconta alcuni interventi di riparazione in generatori di vapore a tubi d'acqua in cui si sono introdotti rivestimenti protettivi a protezione dei tubi che tendevano maggiormente a corrodarsi. In particolare:

- tubi protetti mediante un cladding anticorrosione con apporto in lega "Inconel 625", riportata mediante saldatura
- applicazione di rivestimenti protettivi (High Velocity Thermal Spray - HVTS), con leghe di Nickel e di Cromo
- applicazione di rivestimenti protettivi in fluoropolimeri.

Tali tecniche sono state valutate dal punto di vista tecnico ed economico in maniera diversa nei vari casi analizzati, portando a scelte differenti in relazione alle singole situazioni specifiche.

Gli interventi proposti derivano da tecnologie adottate già da diversi anni nelle nuove realizzazioni; hanno la particolarità di poter essere realizzati su attrezzature in esercizio e di ottenere benefici tangibili in termini di durata delle membrane interessate.

Keywords: Corrosione delle attrezzature, Riparazioni, Studio dei materiali.

Introduzione

Negli ultimi 20 anni il mercato dell'energia è profondamente mutato, sia per quanto riguarda il tipo di domanda (più flessibile ed intermittente, con picchi di richiesta in svariati periodi dell'anno), sia per quanto riguarda i combustibili (da fonti rinnovabili o derivanti dal trattamento dei rifiuti).

Ai grandi produttori di energia, si sono aggiunte aziende che hanno affiancato all'originario scopo di impresa la produzione di energia mediante fonti in qualche

modo incentivate, quali lo smaltimento dei rifiuti, i biogas e/o syngas, i combustibili di origine vegetale e/o zootecnica. I generatori di vapore presenti in questi impianti si sono trovati ad utilizzare combustibili diversi da quelli per cui erano stati progettati, dalle caratteristiche non perfettamente costanti ed in condizioni di carico spesso variabili (ovvero con un numero di accensioni/spegnimenti superiore a quello preventivato), trovandosi così a dover gestire fumi più aggressivi del previsto.

Senza addentrarci nell'analisi delle cause che esula dallo scopo del presente lavoro, gli utilizzatori dei generatori considerati in questo studio hanno riscontrato, a seconda della conformazione dei generatori stessi, corrosione generalizzata nelle membrane soggette a temperature più alte e/o corrosione localizzata nelle membrane soggette a temperature più basse. Corrosioni che hanno portato a riduzioni veloci nello spessore delle membrane, ma soprattutto corrosioni puntiformi per vaiolature o pitting che hanno generato forature con conseguenti perdite d'acqua.

Limitandosi a considerare il contenuto di acido cloridrico e anidride solforosa nei fumi (praticamente nulli quando si utilizza metano), che sono indubbiamente i dati più significativi relativamente al pericolo di corrosione da condensate acide, le analisi dei fumi mostrano che nell'arco di un mese di esercizio la concentrazione di HCl può variare significativamente:

COMBUSTIBILE	CONCENTR. MEDIA MENSILE	CONCENTR. MEDIA MENSILE	CONCENTR. MEDIA GIORNO MAX	CONCENTR. MEDIA GIORNO MAX
	HCl (mg/Nm ³)	SO ₂ (mg/Nm ³)	HCl (mg/Nm ³)	SO ₂ (mg/Nm ³)
biomassa + ev. rifiuto (n.2 impianti)	da 0,3 a 3,2	da 2,5 a 5,47	da 1,2 a 4,5	da 4,0 a 11,0
rifiuto di vario genere (n.4 impianti) ¹	da 0,6 a 2,75	da 0,26 a 2,7	da 1,05 a 5,19	da 0,49 a 4,19

Tabella 1. HCl ed SO₂ nei fumi al camino dei GdV considerati (giu-lug 2023)

Occorre però sottolineare che i dati soprariportati, pubblicati in continuo sul web da alcuni utilizzatori, si riferiscono:

- i. ai valori riscontrati al camino, non a quelli effettivamente in caldaia;

¹ La concentrazione di HCl nei fumi dipende più dal tipo di impianto e dai suoi processi di rimozione dei gas acidi che non dal tipo di rifiuto utilizzato.

- ii. alla media mensile delle medie giornaliere; nell'arco della giornata si possono osservare oscillazioni di breve durata che possono anche raggiungere picchi di valore anche 2÷3 volte la media del giorno.

Questo lavoro racconta alcune esperienze maturate su generatori di vapore, in seguito a richieste degli utenti di autorizzazione ad interventi di riparazione sui generatori stessi o di messa in servizio di scambiatori di recupero sul percorso fumi sostituiti o modificati.

Non vengono trattate situazioni in cui le anomalie riscontrate erano riconducibili alla qualità dell'acqua di alimento, ma sono illustrati casi in cui sono stati proposti rivestimenti protettivi per migliorare la resistenza all'usura delle membrane soggette a fumi/condense corrosive (banchi, schermi, serpentini...), cercando di ricavarne considerazioni più generali, al di là delle proposte commerciali più o meno "esclusive", in certi casi protette anche da marchi e/o brevetti depositati.

1. Cladding

Il cladding è una tecnica nota ed utilizzata da molto tempo. Consiste nel rivestire una membratura mediante una lega più resistente a corrosione (usualmente a base di nickel).

Tale rivestimento può essere aggiunto:

- mediante riporto di saldatura automatizzato, con saldatura ad arco al plasma MIG/MAG (GMAW-131) o più modernamente con il laser cladding; gli interventi analizzati hanno riguardato la sostituzione, parziale o totale, dei tubi di caldaia usurati, con tubi "claddati", dove lo spessore, che si è aggiunto a quello del progetto originario, è normalmente compreso tra 1,5 e 2,5 mm (ma sono tecnicamente raggiungibili anche spessori maggiori, fino a 5÷6 mm); per rimanere nei limiti della "riparazione", tale spessore è sempre stato aggiunto allo spessore iniziale previsto dal progetto originario;
- mediante interventi localizzati eseguiti direttamente in campo, per mezzo di un procedimento manuale TIG (GTAW-141), mediante il quale vengono rivestite determinate aree di membrane.

I procedimenti di saldatura utilizzati per il riporto possono essere qualificati secondo la norma UNI EN ISO 15614-7:2020, con una modalità che deve comprendere anche il metallo base, su cui viene eseguita quella che viene chiamata "placcatura". La norma offre comunque una notevole possibilità di estensione; ad esempio, un procedimento qualificato per un metallo base del gruppo 5 (secondo UNI CEN ISO/TR 15608:2012), copre automaticamente anche tutti i metalli base dei gruppi 1, 2, 3 e 4 (Prospetto 5 UNI EN ISO 15614-7).

In diversi casi sono state utilizzate combinazioni di entrambe le tecniche elencate in precedenza: ad esempio prefabbricazione a terra di un banco economizzatore già rivestito e aggiunta in campo dello stesso tipo di rivestimento su un collettore e sui tubi limitrofi (le giunzioni tubi/collettori più bassi, si sono spesso rivelate le zone più vulnerabili a questo tipo di corrosione).

Nella maggior parte dei casi, gli interventi di riparazione esaminati hanno riguardato i banchi lambiti dai fumi "più freddi", quali gli economizzatori o particolari zone di evaporatori, dove erano presenti fenomeni di corrosione puntuale e diffusa, dovuti a fumi e condense acide. Problemi di corrosione che sono stati amplificati dai transitori di avviamento/spegnimento, soprattutto in presenza di banchi bypassabili, in quanto il progressivo riscaldamento di tutte le membrature potrebbe non essere stato sempre ottimale. Invece, in altri casi gli interventi hanno riguardato anche membrature lambite dai fumi più caldi, quali i banchi surriscaldatori, ricostruendo alcuni tratti aggiungendo le placcature ed estendendo eventualmente quanto previsto già nel progetto originario, sia in termini di superficie, sia di spessore.

Per quanto riguarda il materiale utilizzato, in tutti i casi esaminati gli utilizzatori sono sempre ricorsi a rivestimenti in Inconel 625², riscontrando vantaggi tangibili in termini di durata delle membrature interessate.

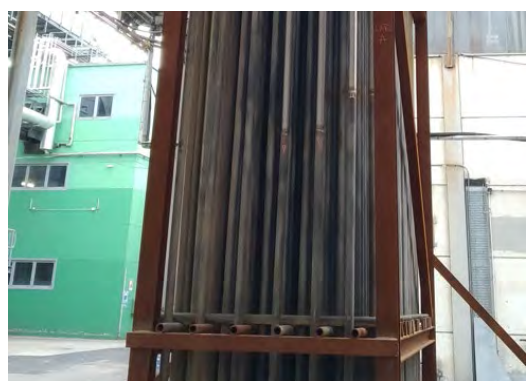
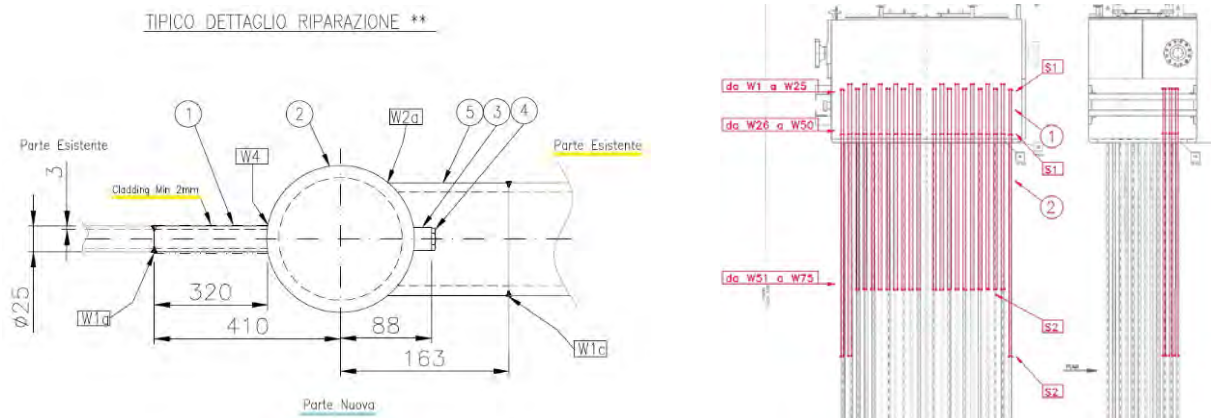


Figura 1. Tubi rivestiti in Inconel 625

2. High velocity thermal spray - HVTS

In casi in cui la corrosione si era rivelata diffusa in ampie zone di superficie di scambio in caldaia (ad esempio nelle parti finali di pareti membranate radianti e/o

² Ricordiamo che l'Inconel 625 è il nome commerciale di una lega di Nichel-Cromo-Molibdeno, la cui designazione standard è 2.4856 (o UNS N06625 oltre oceano).

nelle parti iniziali di pareti convettive), causata quindi più dall'aggressività dei fumi che dalle condense acide, alcuni utilizzatori hanno fatto ricorso ad una tecnica protettiva denominata High Velocity Thermal Spray (HVTS).

Anche questo metodo è inquadrato da standard internazionali³, tra i quali si segnalano in particolare:

- UNI EN ISO 17834:2004 Spruzzatura termica - Rivestimenti per la protezione contro la corrosione e l'ossidazione ad elevata temperatura
- UNI EN ISO 14918:2017 Spruzzatura termica - Prove di qualificazione degli addetti alla spruzzatura termica
- UNI EN 13507:2018 Spruzzatura termica - Pretrattamento di superfici di parti metalliche e componenti da sottoporre a spruzzatura termica

Nel caso analizzato più di recente, è stato proposto ad esempio un rivestimento, da applicare manualmente, in un'area di 11m² della parete membranata in camera di combustione e di un'area di 25m² della parete membranata ai lati dell'ingresso in sezione convettiva.

Il rivestimento adottato, in accordo alle indicazioni della UNI EN ISO 17834, era in NiCrMoW (materiale tipo 5 secondo la Tab. B.1 della UNI EN ISO 17834), di tipo adatto alle classi C, D ed E (Tab.1), dichiarato dal produttore idoneo a temperature di esercizio fino a 650 °C e applicato in loco con spessore minimo di 0,5 mm. Lo spessore viene misurato mediante un apposito spessimetro magnetico dagli stessi operatori che curano l'applicazione del rivestimento.

Su proposta del fornitore, l'utilizzatore ha fatto proteggere anche il primo fascio dei tubi banchi surriscaldatori MT e BT con un rivestimento leggermente diverso, avente un tenore di Cr e di Mo più elevati per garantire maggior stabilità alle alte temperature.



Figura 2. Preparazione e trattamento HVTS in parete membranata

³ Da notare che alcuni produttori usano impropriamente il termine "cladding" (traducibile con "placcatura"), mentre le norme parlano di "coating" (traducibile con "rivestimento")

3. Rivestimenti in fluoropolimeri

Nel caso di scambiatori ausiliari o di economizzatori, dove le temperature di esercizio sono più basse (230-250°C), sono stati tentati interventi con aggiunta di rivestimenti in PTFE o in PFA.

In particolare, in un caso esaminato, un banco economizzatore, costruito inizialmente in acciaio al carbonio, è stato sostituito con un banco progettato diversamente nelle tre zone di lavoro:

- tubi acciaio inox austenitico rivestito di PFA nella parte calda dello scambiatore di calore (sopra al punto di rugiada dei fumi, nel lato ingresso gas/uscita acqua),
- tubi non rivestiti di una lega a base nickel con ferro (2.4605 / UNS N06059) nella parte fredda dello scambiatore (sotto il punto di rugiada del vapore acqueo dei fumi, nel lato ingresso acqua/uscita gas),
- corpo dello scambiatore in acciaio al carbonio rivestito di PFA.

L'esito di tale sostituzione è stato notevolmente positivo: in presenza di fumi che mediamente contengono 3 mg/Nm³ di HCl, la durata è passata da pochi mesi, sia per il banco originario, sia per il secondo sostituito (sempre in CS), agli attuali 5 anni, con il nuovo banco che è ancora regolarmente in esercizio.

4. Confronto conclusivo

Nel tirare le fila sull'esito delle esperienze effettuate in questi anni, viene stilata una tabella comparativa che mette in luce gli aspetti di forza e di debolezza individuati negli approcci presentati:

ASPETTO CONSIDERATO		CLADDING	THERMAL SPRAY	PFA
Efficacia (in termini di durata)	+	Utilizzabile fino a 1000°C. Maggiore durata.	Utilizzabile fino a 650°C. Non essendo una saldatura, non incide sulle giunzioni del metallo base e non necessita di PWHT.	Buona durata (in combinazione con scelta di materiali di costruzione delle membrane diversi).
	-	Necessita di procedimento qualificato placcatura/metallo base.	Garantite durate inferiori (3 anni circa)	Solo per basse temperature (<250°C). Basse durate con fumi molto aggressivi.

ASPETTO CONSIDERATO		CLADDING	THERMAL SPRAY	PFA
Tipo di intervento	+	Possibilità di migliori realizzazioni (soprattutto prefabbricando a terra).	Intervento veloce e poco invasivo (anche se occorre preparare adeguatamente le superfici).	Possibilità di migliori realizzazioni (soprattutto prefabbricando a terra).
	-	Invasivo (sostituzione di membrature e/o interventi di saldatura in campo).	Applicazione dall'esito non del tutto controllabile. Fumi pericolosi (occorrono DPI adeguati).	
Economicità dell'intervento	+	Possibilità di prefabbricare a terra (con procedimenti automatizzati) i banchi completamente lambiti dai fumi (es. surriscaldatori).	Nessuno "spreco" di rivestimento nelle pareti membranate (la protezione è eseguita soltanto nel lato lambito dai fumi). Tempi di fermata più brevi.	Costo minore dei manufatti.
	-	Costo maggiore dei manufatti (e non tutti i fornitori sono in grado di piegare il tubo rivestito). Tempi di fermata più lunghi (in caso di intervento in caldaia).	Tecnologia meno diffusa (elevati tempi di attesa).	

Tabella 2. Confronto tra le tecniche di rivestimento protettivo.

Bibliografia

[1] R. Iovene, S. Malvezzi, D. Moretti: Analisi dei meccanismi di danno nei surriscaldatori di vapore all'interno di un termovalorizzatore. Atti del Convegno SAFAP 2014, Roma 14-15 ottobre.

[2] E. Opromolla, C. Liccardo, L. Tassan Pagnochit, A. Cocchiario: Protezione con INCONEL 625 di surriscaldatori di vapore all'interno di un termovalorizzatore. Atti del Convegno SAFAP 2021, 16-18 novembre.

[3] W.M.M. Huijbregts, R. Leferink: Latest advances in the understanding of acid dewpoint corrosion: corrosion and stress corrosion cracking in combustion gas condensates. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, Vol. 51, 3 (2004), pp. 173-188.

[4] A. Delimi, E. Galopin e altri: Investigation of the corrosion behavior of carbon steel coated with fluoropolymer thin films. *Surface and Coatings Technology*, Volume 205, Issue 16 (15/05/2011), pp. 4011-4017.

[5] Wanyuan Gui, Cheng Zhong e altri: Laser-clad Inconel 625 coatings on Q245R structure steel: microstructure, wear and corrosion resistance. *NPJ materials degradation*, 6, Article number: 37 (2022).

[6] A. Illana, M.T. de Miguel e altri: Experimental study on steam oxidation resistance at 600°C of Inconel 625 coatings deposited by HVOF and laser cladding. *Surface and Coatings Technology*, Volume 451 (15/12/2022).

I sistemi di protezione dalle scariche atmosferiche negli edifici e costruzioni contenenti depositi di sostanze esplosive o nei quali si lavorano o si manipolano sostanze esplosive

P. Amodeo, G. Argento, F.P. Sofia, G. Sunseri

Inail - Uot di Palermo

Abstract

Con la presente memoria si vuole fornire un quadro sistematico ed esaustivo delle principali peculiarità impiantistiche obbligatorie e delle caratteristiche tecniche che i componenti degli impianti di protezione dalle scariche atmosferiche, installati negli edifici e costruzioni contenenti sostanze esplosive devono possedere, in modo da fornire un supporto pratico per progettisti e/o verificatori.

Di conseguenza nel seguito si descriveranno le principali caratteristiche possedute dagli stessi edifici, si esporranno sommariamente alcune problematiche legate alla valutazione del rischio di fulminazione e si individueranno le norme giuridiche e tecniche inerenti alla realizzazione degli impianti in oggetto.

Successivamente si indicheranno i criteri generali per la progettazione degli impianti, unitamente alle caratteristiche dei relativi componenti e verranno anche date indicazioni sulla documentazione tecnica di supporto agli stessi impianti.

Keywords: depositi sostanze esplosive, scariche atmosferiche, LPS (Lightning Protection System)

1. Introduzione

Durante la partecipazione alle Commissioni ispettive ex art. 27, comma 6 del d.lgs. 26 giugno 2015 n. 105, nonché durante le attività di verifica a campione Inail di cui al DPR 462/01 o nel corso di esecuzione delle verifica periodiche di impianti in base alla convenzione INAIL – Ministero della Difesa, ci si trova spesso a dover valutare la regolarità di impianti per la protezione dalle scariche atmosferiche (LPS – Lightning Protection System) installati a protezione di strutture nelle quali vengono tenute in deposito o si lavorano e/o si manipolano sostanze esplosive (in particolare esplosivi da cava, articoli pirotecnici, munizioni, ecc.) e sorgono sovente diffinitività interpretative sulla adeguata realizzazione di tali impianti.

Quest'ultimi, infatti, devono rispettare quanto prescritto dal cogente regio decreto 6 maggio 1940, n. 635, tutt'oggi in vigore, ma nel contempo devono rispondere alle norme tecniche vigenti al momento della loro realizzazione (norme CEI 81-1 o norme della serie CEI EN 62305) che, ai sensi dell'art. 81 del d.lgs. 81/2008, costituiscono la "regola d'arte" di riferimento per il settore specifico.

Scopo di questa memoria è quello di affrontare tale problematica facendo un'analisi delle caratteristiche degli LPS prescritte dalla norma giuridica e dalle norme tecniche, al fine di poter fornire una guida che possa essere di aiuto per potere conciliare le stesse nella realizzazione degli impianti.

2. Principali caratteristiche degli edifici in oggetto

Per una maggiore chiarezza espositiva della presente memoria è necessario fare una preventiva descrizione delle tipologie di edifici che solitamente si riscontrano nell'ambito delle attività di deposito, di lavorazione e/o di manipolazione di sostanze esplosive, per lo più solide, precisando che si tratta solitamente di piccoli edifici, generalmente isolati ed adeguatamente distanziati da altre strutture, realizzati in cemento o muratura o comunque in materiali ininfiammabili, ad un solo piano fuori terra, che presentano le ulteriori seguenti caratteristiche:

- presentano generalmente una copertura in materiale incombustibile che offre il minimo ostacolo all'azione dell'esplosione, il più possibile leggera e con forma per lo più piana con ridottissima pendenza, al fine di offrire la minima resistenza alle eventuali onde esplosive provenienti da altre eventuali costruzioni limitrofe (generalmente del tipo "a sandwich" con lastre di lamiera grecata leggera dello spessore > 2 mm, e schiuma di poliuretano espanso al centro con funzione di isolante);
- sono dotati di infissi (porta di accesso e finestra/e) generalmente costituiti con telai metallici;
- presentano finestre che sono dotate di vetri, protetti all'interno e all'esterno da rete metallica con maglia da 1 cm² o, in alternativa, con lastre trasparenti di materiale sintetico, incombustibili ed infrangibili;
- all'interno delle costruzioni possono essere presenti solo impianti elettrici e/o di segnale non rientranti tra gli impianti "sensibili", realizzati comunque in genere al di fuori delle zone di pericolo e con componenti posti a distanza dall'LPS esterno tale da garantire isolamento elettrico tra le parti;
- eventuali impianti esterni alla struttura elettrici e/o di segnale non rientranti tra gli impianti "sensibili", risultano realizzati con componenti posti a distanza dall'LPS esterno tale da garantire isolamento elettrico tra le parti;
- all'interno delle costruzioni possono essere presenti "corpi metallici interni" (in particolare scaffalature);
- potrebbero essere presenti "corpi metallici esterni" (in particolare tubazioni o vari elementi strutturali) che entrano dall'esterno verso l'interno delle strutture.

3. La valutazione del rischio di fulminazione e di sovratensioni

L'art. 80 del d.lgs. 81/2008 prescrive che *"Il datore di lavoro prende le misure necessarie affinché i lavoratori siano salvaguardati dai tutti i rischi di natura elettrica connessi all'impiego dei materiali, delle apparecchiature e degli impianti elettrici messi a*

loro disposizione ed, in particolare, da quelli derivanti da fulminazione diretta ed indiretta e da sovratensioni” (comma 1). A tal fine, lo stesso datore di lavoro deve effettuare una specifica valutazione dei rischi (comma 2) in modo da potere adottare le misure tecniche ed organizzative necessarie ad eliminare o ridurre al minimo i rischi presenti e a determinare i dispositivi di protezione collettivi e individuali che sono necessari alla conduzione in sicurezza del lavoro (comma 3).

Tale valutazione dei rischi deve essere effettuata tenendo esclusivamente in considerazione oggi quanto prescritto dalla norma CEI EN 62305-2 “Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio” che, nel caso in esame di edifici/costruzioni che contengono esplosivi solidi o zone pericolose, darebbe molto probabilmente se non sicuramente luogo (in quanto il rischio di perdita di vite umane per fulminazione – R_1 , risulterebbe sicuramente superiore al rischio “tollerabile” – R_T , previsto dalla stessa norma tecnica, proprio a causa della presenza delle sostanze esplosive) alla necessità di dovere proteggere le stesse strutture con uno specifico impianto di protezione dalle scariche atmosferiche, peraltro particolarmente performante, a vantaggio della sicurezza con “Livello di protezione contro il fulmine” (LPL) pari a $LPL \square$ (condizione più restrittiva).

Nel seguito quindi si partirà dal presupposto che il datore di lavoro abbia effettuato tale valutazione del rischio di fulminazione e che debba di conseguenza procedere alla realizzazione di un impianto di protezione dalle scariche atmosferiche (LPS) con $LPL \square$ a protezione della costruzione.

4. Il regio decreto 6 maggio 1940, n. 635 – allegato D

Si tratta di una norma giuridica notevolmente vincolante, che risulta ancora oggi in vigore e che costituisce il “Regolamento per l’esecuzione del Testo Unico 18 giugno 1931, n. 773 delle Leggi di Pubblica Sicurezza”, alla quale si devono comunque necessariamente uniformare tutti gli impianti che vengono anche oggi realizzati principalmente sulla base delle norme tecniche CEI EN.

Nella parte II del relativo allegato D viene trattato l’argomento inerente alla classificazione degli edifici contenenti sostanze esplosive, che vengono distinti in:

- “Edifici e costruzioni nei quali si lavorano o si manipolano sostanze esplosive” (par. 7);
- “Edifici e costruzioni contenenti depositi di sostanze esplosive” (par. 8).

Le modalità di realizzazione dell’impianto di protezione dalle scariche atmosferiche sono invece riportate nella “appendice tecnica” allo stesso allegato D, che costituisce “un riassunto, con i completamenti e gli adattamenti del caso di ciò che vi è di sostanziale nelle Norme per l’impianto parafulmini negli edifici militari pubblicate dalle Autorità militari competenti”.

Si tratta di “norme” molto differenti dalle norme tecniche CEI o CEI EN di più recente emanazione ma che comunque, come già precedentemente accennato, si devono applicare assieme a queste ultime, tenendo in considerazione quanto di più restrittivo, ai fini della sicurezza, è prescritto in entrambe.

4.1 L'appendice tecnica al regio decreto

Nell'appendice tecnica al regio decreto è previsto che l'LPS venga esclusivamente realizzato secondo il sistema "a schermo reticolare" ("Gabbia di Faraday" o "rete di protezione"), costituita da una rete di conduttori a sua volta composta da "organi di raccolta" R ("captatori") e da "organi di scarico" S ("calate") collegati ad un certo numero di "prese di terra" T o "organi di disperdimento" ("dispersori"); sono anche prescritti collegamenti della rete di protezione con le masse metalliche vicine.

4.2 La distanza "d" prevista dal regio decreto

In base all'appendice tecnica sopra menzionata un oggetto situato nell'interno dell'edificio può ritenersi tanto più sicuro quanto maggiore risulta il rapporto tra la sua distanza dal punto più vicino dello "schermo reticolare" (d) ed il lato del quadrato (L) di area equivalente a quella delle maglie vicine all'oggetto considerato; in particolare, nel caso di presenza di sostanze esplosive (par. 1 dell'appendice tecnica), deve verificarsi che:

$$d/L \geq 1 \quad (1)$$

Tale condizione risulta facilmente raggiungibile con:

- l'infittimento (generale o locale, specie nella parte superiore) della rete di conduttori costituenti la gabbia, oppure
- l'allontanamento delle sostanze esplosive rispetto alla stessa rete.

Negli "edifici speciali" (par. 5 dell'appendice tecnica) che sono proprio quelli oggetto della presente memoria, è prescritto che le maglie dello schermo reticolare dovranno risultare abbastanza piccole, in modo da proteggere efficacemente tutti gli oggetti contenuti all'interno.

5. Le norme tecniche CEI 81-1 e CEI EN 62305 - LPS isolato

5.1. Generalità

In relazione agli LPS da realizzare nelle strutture con rischio di esplosione contenenti materiali esplosivi solidi o aree pericolose, poiché è necessario evitare che una parte della corrente di fulmine, anche minima, penetri nella struttura da proteggere, le norme tecniche in oggetto prevedono esclusivamente (CEI 81-1 □□□ Ediz.) o comunque "raccomandano" (CEI EN 62305-3, Allegato D) l'installazione di un LPS esterno di tipo "isolato", intendendo come tale un impianto di protezione dalle scariche atmosferiche in cui i captatori e le calate sono posizionati ed installati in modo tale che il percorso della corrente di fulmine non interessi la struttura e l'interno della stessa;

In quest'ottica un LPS esterno "isolato" risulta di conseguenza essere:

- un LPS i cui captatori e calate sono posti ad una distanza dai corpi metallici e dai circuiti interni della struttura da proteggere, uguale o superiore a quella di

una “distanza di sicurezza (s)” prescritta dalle stesse norme CEI o CEI EN, oppure

- un LPS isolato dalla struttura a mezzo di un “isolamento equivalente”, utilizzando ad esempio supporti isolanti per sostenere i componenti dello stesso LPS (i materiali isolanti utilizzati per isolare l’LPS esterno devono avere una tensione di tenuta ad impulso U_i , con forma d’onda 1,2/50 ms non inferiore a $U_i \geq 500 \times s$ (kV) (art. 3.3.1, CEI 81-1 III Ediz.).

La realizzazione di impianti “non isolati” implicherebbe il manifestarsi di tutta una serie di problemi (verifica delle sovratemperature raggiunte dalle connessioni e dai corpi metallici a seguito del passaggio della corrente di fulmine, verifica della bontà di tutte le connessioni equipotenziali) che rendono preferibile, comunque, il ricorso ad un impianto “isolato”.

Appare evidente che, in base a quanto rappresentato occorre quindi conoscere la posizione dei corpi metallici e dei circuiti presenti all’interno della struttura, nonché valutarne le eventuali modifiche apportate nel tempo alla loro posizione. Di conseguenza risulta più comodo ed anche a vantaggio della sicurezza, porre a “distanza di sicurezza” l’LPS esterno dai soli muri esterni della struttura, ottenendo così la libertà di posizionare, modificare o estendere a piacimento i circuiti ed i corpi metallici interni (in tal caso la distanza di sicurezza da mantenere tra LPS e struttura va valutata assumendo per “L” l’altezza della struttura).

I corpi metallici esterni vanno comunque collegati all’LPS esterno alla base della struttura, sia perché essi costituiscono nella maggior parte dei casi “masse metalliche estranee”, sia perché non sarebbe in pratica possibile realizzarne l’isolamento; tale collegamento non pregiudica comunque l’isolamento fra struttura ed LPS perché, essendo realizzato alla base della stessa struttura, la corrente di fulmine non va comunque ad interessare la stessa struttura.

5.2 La distanza di sicurezza “s” prevista dalle norme tecniche

La distanza di sicurezza prevista dalle norme tecniche CEI 81-1 e CEI EN 62305-3 è la minima distanza fra le parti che realizza la condizione per la quale la tensione di tenuta dell’isolamento fra esse sia almeno uguale alla sovratensione che determinerebbe la scarica pericolosa; di conseguenza non possono verificarsi scariche pericolose fra due parti metalliche se queste sono poste ad una distanza uguale o superiore a quella di sicurezza.

Esclusivamente nelle costruzioni dotate di struttura portante metallica o realizzata in calcestruzzo armato con i ferri d’armatura elettricamente continui, non è richiesto, dalle norme tecniche CEI 81-1 e CEI EN 62305, il rispetto della distanza di sicurezza.

La distanza di sicurezza è espressa dalla seguente formula:

$$s = k_i \cdot k_c \cdot L/k_m \text{ (m)} \quad (2)$$

dove:

k_i = coefficiente che tiene conto della corrente di fulmine in relazione al livello di protezione dell'LPS considerato (vedasi di seguito);

k_c = % della corrente di fulmine circolante nella singola calata;

k_m = coefficiente che tiene conto della rigidità del materiale isolante interposto fra le parti metalliche, riferita a quella dell'aria;

L = lunghezza della spira, misurata parallelamente alla calata (lunghezza verticale lungo la calata fra il punto in cui si intende verificare la distanza di sicurezza e la più vicina connessione equipotenziale) in metri.

I valori di k_i e k_m si possono desumere da apposite tabelle riportate nelle norme tecniche CEI 81-1 e CEI EN 62305-3, rispettivamente in funzione della classe stabilita dell'LPS che è stata ipotizzata pari a LPL $\square\square$ ($k_i = 1$), e del materiale di cui è costituito il distanziamento (k_m).

In relazione al valore di k_c si precisa che:

- Per LPS realizzati secondo la norma CEI 81-1 III Ediz.:
 - tale valore è posto pari ad 1 (nel caso di calate non collegate al livello del suolo - tab. E1);
 - tale valore, nel caso di calate collegate al livello del suolo, deve invece essere calcolato secondo una particolare formula riportata nella legenda alla Fig. E2 della norma.
- Per LPS realizzati secondo la più recente norma CEI EN 62305 il valore di k_c è determinato attraverso una specifica tabella riportata nella stessa norma tecnica.

6. Criteri per la progettazione di un LPS

Alla luce di quanto rappresentato, per la progettazione di un LPS a protezione di strutture del tipo di quelle in oggetto, occorre quindi preventivamente valutare i valori delle distanze:

- d - "distanza" prevista dal regio decreto
- s - "distanza di sicurezza" prevista dalle norme tecniche

tenendo poi in considerazione il valore maggiore tra i due, per stabilire la distanza oltre la quale l'LPS da realizzare deve comunque necessariamente potersi ritenere "isolato".

Successivamente occorrerà individuare e descrivere le caratteristiche dell'intero LPS esterno e quindi degli "organi di raccolta" R ("captatori"), degli "organi di scarico" S ("calate"), delle "prese di terra" T o "organi di disperdimento" ("dispersori") e dei "collegamenti della rete di protezione con le masse metalliche vicine" (collegamenti equipotenziali).

Da una dettagliata analisi di quanto prescritto nell'appendice tecnica dell'allegato D del regio decreto, nella norma tecnica CEI 81-1 III Ediz. e nelle norme tecniche della serie CEI EN 62305, sono state individuate le caratteristiche più restrittive ai fini della sicurezza, in modo da potere realizzare un LPS che possa conciliare la norma giuridica del regio decreto con le norme tecniche da seguire per la realizzazione

degli impianti; tali caratteristiche verranno riassunte ed individuate nei paragrafi successivi.

Si tiene presente che, come precedentemente accennato, nel caso specifico deve essere esclusivamente realizzato un LPS "isolato", costituito da "Schermo reticolare" o "Gabbia di Faraday"; negli edifici in cemento armato, le armature metalliche possono essere usate per la costituzione dello schermo, soltanto se durante la costruzione siano state prese le precauzioni necessarie per assicurare il contatto elettrico permanente fra i vari elementi metallici (per gli LPS realizzati secondo la norma CEI 81-1 III Ediz. si devono verificare le condizioni per la continuità dei ferri prescritte all'art. 1.3.1 ed alla relativa nota, per gli LPS realizzati secondo la serie di norme CEI EN 62305 le connessioni dei ferri di armatura devono invece essere conformi al punto 4.3 della norma CEI EN 62305-3 e soddisfare i requisiti della norma EN 5064-1.).

Nel dettaglio gli LPS nei casi in oggetto dovranno essere realizzati prevedendo l'installazione dei seguenti componenti:

6.1. Le caratteristiche dei captatori

Possono essere indifferentemente adoperati:

1. Piattina Fe-Zn, spessore ≥ 2 mm – sezione ≥ 75 mm²
2. Rete di tondino o conduttore massiccio in Fe-Zn, sezione ≥ 50 mm² (diametro 8 mm) (rete con maglie di lato "non maggiore di qualche decimetro", posta solo se possibile a d = 2 m dalla costruzione)
3. Rivestimento completo della copertura esterna con schermo di acciaio di 5 mm di spessore o equivalente (7 mm per l'alluminio) – captatore naturale

6.2. Le caratteristiche delle calate

Possono essere indifferentemente adoperati:

1. Piattina Fe-Zn, spessore ≥ 2 mm – sezione ≥ 50 mm²
2. Rete di tondino o conduttore massiccio in Fe-Zn Sezione ≥ 50 mm² (diametro 8 mm) (rete con maglie di lato "non maggiore di qualche decimetro", posta solo se possibile a d = 2 m dalla costruzione)
3. Rivestimento completo delle pareti esterne con schermo di acciaio di 5 mm di spessore o equivalente (7 mm per l'alluminio) – calate naturali

È considerata una buona pratica collegare tra loro le calate con conduttori ad anello; a tal proposito si fa presente che i conduttori verticali dello schermo reticolare che scendono lungo le pareti dell'edificio dovranno essere collegati, nella loro parte inferiore, da un conduttore ad andamento orizzontale, che giri intorno all'edificio e che termini inferiormente la gabbia e che potrà trovarsi poco sopra il livello del suolo oppure essere addirittura immerso nel terreno (vedasi dispersore di tipo B).

Occorrerà realizzare almeno n. 1 calata per ogni sostegno perimetrale della maglia.

Non è necessario proteggere le calate per evitare pericolose tensioni di contatto in quanto, nel caso in oggetto, in generale non è prevista la presenza di persone in numero elevato o per un elevato periodo di tempo in prossimità delle stesse calate.

6.3.1 collegamenti tra calate e dispersori

È previsto il solo collegamento diretto tra calate e dispersore.

I collegamenti calate - dispersori dovranno risultare in numero N:

- $N \geq 2$ (nelle parti opposte dell'edificio)
- $N \geq 1$ ogni 25 m di perimetro dell'area da proteggere

In particolare, si ha che:

$N = 2$ - fino a 50/60 m²

$N = 4$ - fino a 300 m²

$N = 6$ - fino a 500 m² + n. 1 presa di terra per ogni ulteriori 150/200 m² di area coperta

Per tali collegamenti si dovranno utilizzare:

1. conduttori di ferro di spessore (e quindi di sezione) notevolmente maggiore di quella delle piattine per lo schermo reticolare (piattine in Fe-Zn, spessore $\gg 2$ mm e sezione $\gg 75$ mm²);
2. conduttori in rame stagnato o acciaio inossidabile;
3. conduttori di altro materiale protetti in modo efficace (guaine di piombo saldate).

Nei casi 2 e 3, per ridurre gli eventuali effetti di coppia elettrica all'attacco con lo spandente, le parti ristrette dello spandente e del conduttore devono essere rivestite con bitume.

Su ciascuna calata, in prossimità del collegamento al dispersore, deve essere previsto un punto di misura, ad eccezione del caso di calate naturali connesse ad un dispersore di fondazione.

Il punto di misura deve potere essere apribile con attrezzo e, in condizioni normali, deve rimanere chiuso. o manicotti di cemento

6.4. Ancoraggi, collegamenti e giunzioni

I captatori e le calate devono essere saldamente fissati di modo che gli sforzi meccanici, elettrodinamici o accidentali (ad esempio: vibrazioni, slittamento di placche di neve, dilatazione termica, ecc.) non possano provocare la rottura o l'allentamento dei conduttori.

I collegamenti tra captatori e calate possono essere realizzati esclusivamente in uno dei modi seguenti:

- saldatura + chiodatura o bullonatura, oppure solo
- chiodatura o bullonatura, con almeno 1 chiodo o bullone negli incroci e 2 chiodi o bulloni nelle giunzioni.

Nelle giunzioni effettuate mediante bullonatura, chiodatura o con morsetti di altro tipo, devono essere garantiti 20 mm di sovrapposizione e almeno 200 mm² di superficie di contatto.

Le giunzioni calate-dispersori devono invece essere realizzate esclusivamente mediante saldatura + chiodatura.

In relazione agli LPS realizzati secondo la serie di norme CEI EN 62305 il progettista e l'installatore dello stesso LPS dovrebbero specificare nelle documentazioni tecniche di supporto all'impianto, i morsetti e gli ancoraggi atti a resistere agli sforzi elettrodinamici determinati dalle correnti di fulmine nei conduttori per poter consentire le dilatazioni e contrazioni termiche previste (devono essere utilizzati componenti provati secondo la serie di norme EN 50164).

6.5. Le caratteristiche dei dispersori

Il sistema disperdente deve preferibilmente essere costituito da dispersori di Tipo B (dispersore ad anello esterno alla struttura in contatto con il suolo per almeno l'80% della sua lunghezza totale o dispersore di fondazione che formi un anello chiuso, interrato ad una profondità di almeno 0,5 m e posto possibilmente a circa 1 m dai muri perimetrali).

Possono essere aggiunti anche dispersori di Tipo A, costituiti da elementi verticali posti all'esterno della struttura (il cui numero non sia inferiore al numero delle calate con un minimo di 2), del tipo:

- Tubo in Fe-Zn, diametro esterno ≥ 40 mm, spessore ≥ 2 mm, lunghezza ≥ 4 m, peso ≥ 3 kg/m
- Profilato in Fe-Zn, spessore ≥ 5 mm, dimensione trasversale ≥ 50 mm, lunghezza ≥ 4 m, peso $\Rightarrow 3$ kg/m
- Conduttore cordato in rame, sezione ≥ 35 mm², filo elementare con diametro da 1,8 mm (LPS realizzati secondo CEI 81-1 III Ediz.) o da 1,7 mm (LPS realizzati secondo la serie di norme CEI EN 62305).

L'intero sistema disperdente deve comunque garantire che la resistenza di terra risulti essere $R_E \leq 10$ Ohm.

6.6. I collegamenti equipotenziali

L'equalizzazione del potenziale dovrà essere effettuata solamente quando la distanza corpi metallici - schermo risulta minore o uguale alla "distanza di sicurezza" considerata.

I collegamenti equipotenziali dovranno essere effettuati, all'interno o all'esterno dell'edificio, quanto più vicino possibile al punto di ingresso dei corpi metallici nella struttura da proteggere, con conduttori "simili a quelli adoperati per lo schermo reticolare (essendo largamente sufficienti sezioni dell'ordine di mmq 50)", in almeno due punti (scelti tra quelli più vicini ai punti dello schermo) da realizzare mediante:

- chiodature;
- bullonature;

- collari di pressione.

Tali collegamenti dovranno essere realizzati esclusivamente a livello del suolo e faranno capo ad un collettore equipotenziale, a sua volta collegato al sistema disperdente, mediante conduttori di sezione pari a 16 mm² in rame, 25 mm² in Al, 50 mm² in Fe-Zn, ubicato in posizione accessibile ed ispezionabile.

In particolare:

- I collegamenti tra corpi metallici interni e collettore equipotenziale potranno essere effettuati mediante conduttori di sezione pari a 6 mm² in rame, 10 mm² in Al, 16 mm² in Fe-Zn.
- I collegamenti tra corpi metallici esterni e collettore equipotenziale:
 - per LPS realizzati secondo la norma CEI 81-1 III Ediz., devono essere in grado di sopportare la parte della corrente di fulmine che li attraversa, calcolata secondo l'Appendice C della stessa norma, oppure in alternativa possono anche essere utilizzati conduttori di sezione pari a 16 mm² in rame, 25 mm² in Al, 50 mm² in Fe-Zn).
 - per LPS realizzati con la serie di norme CEI EN 62305, devono essere realizzati con conduttori che devono potere sopportare la frazione della corrente di fulmine che li attraversa, calcolata in accordo con l'Allegato E della CEI EN 62305-1:2011.

Negli edifici in cemento armato, durante la costruzione dei quali non siano state prese le precauzioni necessarie per assicurare il contatto elettrico permanente fra i vari elementi metallici delle armature, se possibile dovranno essere collegate in più punti le stesse armature della costruzione allo schermo reticolare, considerando le armature come masse metalliche vicine allo schermo.

7. Documentazione tecnica di supporto all'LPS

In ultimo si ritiene essenziale, per poter esprimere un giudizio sulla regolarità dell'impianto di protezione dalle scariche atmosferiche installato nelle strutture in oggetto, che lo stesso risulti corredato almeno dalle seguenti documentazioni tecniche:

- Valutazione del rischio di fulminazione, ai sensi delle norme CEI 81-1 e/o CEI 81-4 e/o della norma CEI EN 62305-2
- Progetto dell'impianto di protezione dalle scariche atmosferiche (Appendice I CEI 81-1, Allegato E CEI EN 62305-3)
- Dichiarazione di conformità dell'impianto
 - alla legge 186/1968 (solo per impianti realizzati dal 13.03.1990 e fino al 26.03.2008);
 - al DM 37/2008 (solo per impianti realizzati successivamente al 27.03.2008).
- Mod. A di "denuncia" dell'impianto ai sensi del DM 12.09.1959 (all'Ispettorato del Lavoro, o all'ENPI, o alla USL, o all'ISPESL), oppure documentazione comprovante la "denuncia" dell'impianto secondo quanto prescritto dall'art. 2 del DPR 462/01, all'ISPESL/INAIL ed alla ASP/ARPA competenti per territorio

- Ultimo verbale di verifica periodica (in atto ai sensi dell'art. 4 del DPR 462/01) effettuata sull'impianto dalla ASP/ARPA competente per territorio o da organismo abilitato dal MISE

8. Conclusioni

Da quanto ampiamente esposto si comprende come affrontare e risolvere il compito di dare semplici e univoche soluzioni da rispettare nella realizzazione degli LPS al fine di far conciliare il regio decreto con le norme tecniche vigenti al momento della realizzazione degli stessi LPS non sia un compito facile, né tantomeno si ha la presunzione di poter risolvere completamente la problematica attraverso la presente memoria.

Ci si è prefissi, attraverso l'esplicitazione degli elementi fondamentali delle norme giuridiche e tecniche del settore, di stimolare i tecnici e tutti coloro che devono valutare l'idoneità dell'impianto, verso un approccio diverso alla problematica; un approccio più completo che li possa spingere ad abbandonare una visione preconcepita, nello stimolare il confronto al fine di valutare l'opportunità di eventuali perfezionamenti dei loro fondamenti progettuali per trovare idonee e opportune soluzioni alternative.

Bibliografia

- [1] V. Carrescia, G. Lo Piparo. Elettroquesiti 3 – Fulmini e parafulmini. Edizioni TNE. Torino, Anno 1996
- [2] Vari Autori. Indicazioni operative per le aziende del settore pirotecnico - Fabbriche, depositi di fabbriche e di vendita. *INAIL Collana salute e sicurezza*. Anno 2018
- [3] INAIL Settore Ricerca, Certificazione e Verifica – Dipartimento Certificazione e Conformità dei Prodotti e Impianti "*DPR 462/01 - Guida tecnica alla prima verifica degli impianti di protezione dalle scariche atmosferiche e impianti di messa a terra*". Aprile 2012
- [4] Regio decreto 6 maggio 1940, n. 635 "*Regolamento per l'esecuzione del Testo Unico 18 giugno 1931, n. 773 delle Leggi di Pubblica Sicurezza*" – Allegato "D"
- [5] D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 "*Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro*" e s.m.i.
- [6] D.Lgs. 12 giugno 2003, n. 233 "*Attuazione della direttiva 1999/92/CE relativa alle prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori esposti al rischio di atmosfere esplosive*"
- [7] D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 "*Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante*

riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici" e s.m.i.

[8] D.M. 19 maggio 2010 *"Modifica degli allegati al D.M. 22.01.2008, n.37, concernente il regolamento di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici"*

[9] D.P.R. 22 ottobre 2001, n.462 *"Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"*

[10] Norma CEI 81-1 *"Protezione delle strutture contro i fulmini"* III Edizione. Anno 1998

[11] Norma CEI 81-4 *"Protezione delle strutture contro i fulmini - Valutazione del rischio dovuto al fulmine"* I Edizione. Anno 1996

[12] Norma CEI EN 62305-1 *"Protezione contro i fulmini - Parte 1: Principi generali"*. Anno 2013

[13] Norma CEI EN 62305-2 *"Protezione contro i fulmini - Parte 2: Valutazione del rischio"*. Anno 2013

[14] Norma CEI EN 62305-3 *"Protezione contro i fulmini - Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per l persone"*. Anno 2013