

CEI EN 61869-1**2010-07**

La seguente Norma è identica a: EN 61869-1:2009-09.

*Titolo***Trasformatori di misura
Parte 1: Prescrizioni generali***Title***Instrument transformers
Part 1: General requirements***Sommario*

La presente Norma si applica ai trasformatori di misura di nuova fabbricazione con uscita analogica o digitale per l'uso con strumenti elettrici di misura e dispositivi elettrici di protezione a frequenza compresa tra 15 Hz e 100 Hz.

In sede internazionale si è deciso di ristrutturare l'intera serie delle Norme IEC/EN 60044 in una nuova serie composta dalle prescrizioni generali e da prescrizioni specifiche. Questa Norma è la prima edizione della nuova serie che riguarda le prescrizioni generali per i trasformatori di misura e dovrà essere utilizzata unitamente alle Norme relative alle prescrizioni specifiche per la tipologia di trasformatori di misura di pertinenza.



<i>Norma italiana</i>	CEI EN 61869-1
<i>Classificazione</i>	CEI 38-11
<i>Edizione</i>	

Nazionali

<i>Europei</i>	(IDT) EN 61869-1:2009-09;
<i>Internazionali</i>	(PEQ) IEC 61869-1:2007-10;

Legislativi

Legenda (IDT) - La Norma in oggetto è identica alle Norme indicate dopo il riferimento (IDT)
(PEQ) - La Norma in oggetto recepisce con modifiche le Norme indicate dopo il riferimento (PEQ)

<i>Pubblicazione</i>	Norma Tecnica
<i>Stato Edizione</i>	In vigore
<i>Data validità</i>	01-08-2010
<i>Ambito validità</i>	Internazionale
<i>Fascicolo</i>	10597
<i>Ed. Prec. Fasc.</i>	Nessuna
<i>Comitato Tecnico</i>	CT 38-Trasformatori di misura

Approvata da	Presidente del CEI	In data	11-06-2010
	CENELEC	In data	01-07-2009

Sottoposta a **Inchiesta pubblica come Documento originale** *Chiusura in data* **14-09-2007**

ICS 17.220.20:

Trasformatori di misura
Parte 1: Prescrizioni generali

Instrument transformers
Part 1: General requirements

Transformateurs de mesure
Partie 1: Exigences générales

Messwandler
Teil 1: Allgemeine Anforderungen

I Comitati Nazionali membri del CENELEC sono tenuti, in accordo col regolamento interno del CEN/CENELEC, ad adottare questa Norma Europea, senza alcuna modifica, come Norma Nazionale. Gli elenchi aggiornati e i relativi riferimenti di tali Norme Nazionali possono essere ottenuti rivolgendosi al Segretariato Centrale del CENELEC o agli uffici di qualsiasi Comitato Nazionale membro. La presente Norma Europea esiste in tre versioni ufficiali (inglese, francese, tedesco). Una traduzione effettuata da un altro Paese membro, sotto la sua responsabilità, nella sua lingua nazionale e notificata al CENELEC, ha la medesima validità. I membri del CENELEC sono i Comitati Elettrotecnici Nazionali dei seguenti Paesi: Austria, Belgio, Bulgaria, Cipro, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Islanda, Italia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera e Ungheria.

I diritti di riproduzione di questa Norma Europea sono riservati esclusivamente ai membri nazionali del CENELEC.

CENELEC members are bound to comply with the CEN/CENELEC Internal Regulations which stipulate the conditions for giving this European Standard the status of a National Standard without any alteration. Up-to-date lists and bibliographical references concerning such National Standards may be obtained on application to the Central Secretariat or to any CENELEC member. This European Standard exists in three official versions (English, French, German). A version in any other language and notified to the CENELEC Central Secretariat has the same status as the official versions. CENELEC members are the national electrotechnical committees of: Austria, Belgium, Bulgaria, Cyprus, Croatia, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland and United Kingdom.

© CENELEC Copyright reserved to all CENELEC members.



PREMESSA

Il testo del documento 38/360/FDIS, futura prima edizione della IEC 61869-1, preparato dal TC 38 IEC, Instrument transformers, è stato sottoposto al voto parallelo IEC-CENELEC e, insieme ad un certo numero di modifiche editoriali indicate dal Comitato Tecnico TC 38X del CENELEC, Instrument transformers, per rispondere alle note dei consulenti sulla EMC, è stato approvato dal CENELEC come EN 61869-1 in data 01-07-2009.

Sono state fissate le date seguenti:

- data ultima entro la quale la EN deve essere recepita a livello nazionale mediante pubblicazione di una Norma nazionale identica o mediante adozione (dop) 01-04-2010
- data ultima entro la quale le Norme nazionali contrastanti con la EN devono essere ritirate (dow) 01-07-2012

La presente Norma Europea è stata preparata su mandato accordato al CENELEC dalla Commissione Europea e dall'Associazione Europea di Libero Scambio e soddisfa i requisiti essenziali della Direttiva 2004/108/CE. Si veda Allegato ZZ.

IL TC 38 IEC ha deciso di ristrutturare l'intero insieme delle Norme indipendenti nella serie IEC 60044 e trasformarlo in un nuovo gruppo di Norme costituito dai documenti di prescrizioni generali e di prescrizioni specifiche.

La presente Norma costituisce la prima pubblicazione di questa nuova serie e può essere considerata come una Norma di Famiglia di Prodotto. Essa contiene le prescrizioni generali relative ai trasformatori di misura e deve essere letta congiuntamente alla corrispondente Norma relativa alle prescrizioni specifiche per i trasformatori di misura considerati.

Nel seguito è fornita una panoramica dell'insieme di Norme previste:

NORME DI FAMIGLIA DI PRODOTTI	NORMA DI PRODOTTO	PRODOTTI	NORMA PRECEDENTE
61869-1 PRESCRIZIONI GENERALI PER I TRASFORMATORI DI MISURA	61869-2	TRASFORMATORI DI CORRENTE	60044-1
	61869-3	TRASFORMATORI DI TENSIONE INDUTTIVI	60044-2
	61869-4	TRASFORMATORI COMBINATI	60044-3
	61869-5	TRASFORMATORI DI TENSIONE CAPACITIVI	60044-5
	61869-6	TRASFORMATORI DI CORRENTE PER PROTEZIONE IN REGIME TRANSITORIO	60044-6
	61869-7	TRASFORMATORI DI TENSIONE ELETTRONICI	60044-7
	61869-8	TRASFORMATORI DI CORRENTE ELETTRONICI	60044-8
	61869-9	PRESCRIZIONI AGGIUNTIVE E INTERFACCIA DIGITALE PER I TRASFORMATORI DI MISURA ELETTRONICI	
	61869-10	SENSORI DI CORRENTE INDIPENDENTI A BASSA POTENZA	



La presente Norma tiene conto di tutte le prescrizioni generali precedentemente riportate nelle Norme indipendenti della serie EN 60044. Inoltre, essa introduce alcune innovazioni tecniche:

- le prescrizioni per i trasformatori di misura con isolamento in gas,
- le prove speciali aggiuntive,
- le prescrizioni per la protezione contro il guasto d'arco interno,
- le prescrizioni per i gradi di protezione forniti dall'involucro,
- le prescrizioni per la resistenza contro la corrosione,
- le prescrizioni per la sicurezza e gli aspetti ambientali.

Gli Allegati ZA e ZZ sono stati aggiunti dal CENELEC.

AVVISO DI ADOZIONE

Il testo della Norma Internazionale IEC 61869-1:2007 è stato approvato dal CENELEC come Norma Europea con le modifiche comuni concordate ed evidenziate con una barra verticale a margine.



INDICE

1	Campo di applicazione.....	8
2	Riferimenti normativi.....	8
3	Termini e definizioni	8
3.1	Definizioni di carattere generale.....	8
3.2	Definizioni relative ai valori dielettrici nominali.....	9
3.3	Definizioni relative ai valori nominali della corrente.....	10
3.4	Definizioni relative alla precisione	10
3.5	Definizioni riferite ad altri valori nominali	11
3.6	Definizioni relative all'isolamento del gas	12
3.7	Indice delle abbreviazioni	13
4	Condizioni di servizio normali e speciali	13
4.1	Generalità	13
4.2	Condizioni di servizio normali.....	14
4.3	Condizioni di servizio speciali	15
4.4	Sistema di messa a terra	16
5	Grandezze nominali.....	16
5.1	Generalità	16
5.2	Tensione massima per l'apparecchiatura.....	16
5.3	Livelli nominali di isolamento	18
5.4	Frequenza nominale	19
5.5	Potenza nominale.....	19
5.6	Classe di precisione nominale.....	19
6	Progetto e costruzione.....	19
6.1	Prescrizioni per i liquidi utilizzati nell'apparecchiatura.....	19
6.2	Prescrizioni per i gas impiegati nell'apparecchiatura.....	20
6.3	Prescrizioni relative ai materiali solidi impiegati nell'apparecchiatura	21
6.4	Prescrizioni relative all'aumento di temperature di parti e di componenti	21
6.5	Prescrizioni per la messa a terra dell'apparecchiatura	23
6.6	Prescrizioni relative all'isolamento esterno	23
6.7	Prescrizioni meccaniche	25
6.8	Impulsi multipli con onda tronca sui terminali primari	26
6.9	Prescrizioni relative alla protezione contro i guasti da arco interno	26
6.10	Gradi di protezione forniti dagli involucri.....	27
6.11	Compatibilità Elettromagnetica (EMC)	28
6.12	Corrosione	31
6.13	Marcature.....	31
6.14	Pericolo d'incendio	31



7	Prove	32
7.1	Generalità	32
7.2	Prova di tipo	33
7.3	Prove individuali	40
7.4	Prove speciali.....	44
7.5	Prove a campione.....	52
8	Regole per il trasporto, l'immagazzinamento, la messa in opera, il funzionamento e la manutenzione	52
9	Sicurezza	52
10	Influenza dei prodotti sull'ambiente naturale.....	52
Allegato A (normativo) Identificazione del campione in prova		53
Allegato B (informativo) Regole per il trasporto, l'immagazzinamento, la messa in opera, il funzionamento e la manutenzione.....		54
Allegato C (informativo) Pericolo d'incendio.....		60
Allegato D (informativo) Prova a campione		61
Bibliografia		59
Allegato ZA (normativo) Riferimenti normativi alle Pubblicazioni Internazionali con le corrispondenti Pubblicazioni Europee.....		64
Allegato ZZ (informativo) Requisiti essenziali delle Direttive Comunitarie soddisfatti dalla presente Norma.....		67



TRASFORMATORI DI MISURA –

Parte 1: Prescrizioni generali

1 Campo di applicazione

La presente Norma internazionale si applica ai trasformatori di misura di nuova fabbricazione, con uscita analogica o digitale previsti per l'uso con strumenti elettrici di misura o dispositivi elettrici di protezione, con frequenze nominali comprese tra 15 Hz e 100 Hz.

La presente Norma è una Norma di famiglia di prodotti e tratta solo prescrizioni di carattere generale. Per ciascun tipo di trasformatore di misura, la Norma di prodotto è costituita dalla presente Norma e dalla corrispondente Norma specifica.

2 Riferimenti normativi

I documenti citati nel seguito* ai quali viene fatto riferimento sono indispensabili per l'applicazione del presente documento. Per quanto riguarda i riferimenti datati, si applica esclusivamente l'edizione citata. Per quanto riguarda i riferimenti non datati, si applica l'ultima edizione del documento al quale viene fatto riferimento (comprese eventuali Modifiche).

3 Termini e definizioni

Ai fini del presente documento, si applicano i seguenti termini e definizioni.

3.1 Definizioni di carattere generale

3.1.1

trasformatore di misura

trasformatore previsto per trasmettere un segnale di informazione a strumenti di misura, a contatori, e a dispositivi di protezione o di controllo o ad apparecchi analoghi

[IEV 321-01-01, modificata]

3.1.2

involucro

contenitore che fornisce il tipo ed il grado di protezione adeguati all'applicazione prevista

[IEV 826-12-20]

3.1.3

terminali primari

terminali a cui viene applicata la tensione o la corrente che deve essere trasformata

3.1.4

terminali secondari

terminali che trasmettono un segnale di informazione a strumenti di misura, a contatori, e a dispositivi di protezione o di controllo o ad apparecchi analoghi

* **N.d.R.** Per l'elenco delle Pubblicazioni, si rimanda all'Allegato ZA.



3.1.5

circuito secondario

circuito esterno che riceve i segnali di informazione forniti dai terminali secondari di un trasformatore di misura

[IEV 321-01-08, modificata]

3.1.6

sezione

parte elettricamente conduttrice di un trasformatore di misura, isolata da altre parti simili ed equipaggiata con terminali

3.2 Definizioni relative ai valori dielettrici nominali

3.2.1

tensione massima di un sistema (U_{sys})

valore massimo della tensione di funzionamento tra le fasi (valore efficace) presente nelle normali condizioni di funzionamento e in un qualsiasi momento ed in un qualunque punto all'interno del sistema

[IEV 601-01-23, modificata]

3.2.2

tensione massima per l'apparecchiatura (U_m)

tensione massima tra le fasi (valore efficace) per la quale un'apparecchiatura è progettata rispetto al suo isolamento e ad altre caratteristiche di tale tensione indicate nelle corrispondenti Norme sull'apparecchiatura

[IEV 604-03-01]

3.2.3

livello di isolamento nominale

combinazione di valori di tensione che caratterizza l'isolamento di un trasformatore, in funzione della sua attitudine a resistere alle sollecitazioni dielettriche

3.2.4

sistema a neutro isolato

sistema in cui il neutro non ha alcuna connessione intenzionale alla terra, ad eccezione di quelle ad alta impedenza previste per i dispositivi di protezione o di misura.

[IEV 601-02-24]

3.2.5

sistema compensato con bobina di estinzione

sistema in cui uno o più punti di neutro sono connessi a terra per mezzo di reattanze che compensano, approssimativamente, la componente capacitiva della corrente di guasto monofase a terra

[IEV 601-02-27]

NOTA In un sistema compensato con bobina di estinzione, la corrente residua di guasto è limitata a tal punto che un arco in aria generalmente è auto-estinguente.



3.2.6

fattore di guasto a terra

in un punto definito di un sistema trifase, e per una data configurazione del sistema, è il rapporto fra il valore efficace della tensione più elevata, alla frequenza industriale fra una fase e la terra durante un guasto a terra, che interessa una fase o più fasi in un punto qualunque del sistema, e il valore efficace della tensione tra fase e terra alla frequenza industriale che si avrebbe nel punto considerato, in assenza di tale guasto.

[IEV 604-03-06]

3.2.7

sistema con neutro a terra

sistema in cui il neutro è collegato a terra, sia direttamente che attraverso una resistenza o una reattanza di valore sufficientemente basso da ridurre le oscillazioni transitorie e da lasciar passare una corrente sufficiente per la protezione selettiva di un guasto a terra.

- a) Un sistema trifase con neutro efficacemente a terra in un punto dato è un sistema caratterizzato da un fattore di guasto di terra in questo punto non superiore a 1,4.

NOTE Questa condizione si ottiene all'incirca quando, in tutte le configurazioni del sistema, il rapporto tra la reattanza di sequenza zero e la reattanza diretta è inferiore a 3 ed il rapporto tra la resistenza di sequenza zero e la reattanza di sequenza diretta è inferiore a 1.

- b) Un sistema trifase con neutro non efficacemente a terra in un dato punto è un sistema caratterizzato da un fattore guasto di terra, in questo punto, che può superare 1,4.

3.2.8

sistema con neutro direttamente a terra

sistema in cui il o i punti di neutro sono connessi direttamente a terra

[IEV 601-02-25]

3.2.9

sistema con neutro a terra attraverso impedenza

sistema in cui il o i punti di neutro sono connessi a terra per mezzo di impedenze atte a limitare le correnti di guasto verso terra

[IEV 601-02-26]

3.2.10

installazione esposta

installazione in cui l'apparecchiatura è soggetta a sovratensioni di origine atmosferica

NOTA Queste installazioni sono generalmente connesse a linee di trasmissione aeree, sia direttamente che mediante cavi di lunghezza modesta.

3.2.11

installazione non esposta

installazione in cui l'apparecchiatura non è sottoposta a sovratensioni di origine atmosferica

NOTA Queste installazioni sono generalmente connesse a reti sotterranee via cavo.

3.3 Definizioni relative ai valori nominali della corrente

Si veda la Norma di prescrizioni specifiche.

3.4 Definizioni relative alla precisione

3.4.1

rapporto di trasformazione effettivo (k)

rapporto tra la tensione o la corrente primaria effettiva e la tensione o la corrente secondaria effettiva

**3.4.2****rapporto di trasformazione nominale (k_r)**

rapporto tra la tensione o la corrente primaria nominale e la tensione o la corrente secondaria nominale

3.4.3**errore di rapporto (ε)**

errore che un trasformatore di misura introduce nella misura e che ha origine quando il rapporto di trasformazione effettivo non è uguale al rapporto di trasformazione nominale

3.4.4**errore d'angolo ($\Delta\phi$)**

differenza di fase tra la tensione o la corrente primaria e la tensione o la corrente secondaria, il cui verso è scelto in modo tale che, nel caso di trasformatore ideale, l'angolo sia nullo.

Lo sfasamento è detto positivo quando il vettore della tensione secondaria o dei fasori di corrente è in anticipo rispetto al vettore della tensione primaria o dei fasori di corrente. Esso è generalmente espresso in minuti o centiradiani.

NOTA 1 Questa definizione è rigorosa solo nel caso di tensioni o correnti sinusoidali.

NOTA 2 I trasformatori elettronici di misura possono introdurre un ritardo temporale dovuto alla trasmissione di dati digitali e a seguito dell'elaborazione di segnali digitali.

[IEV 321-01-23, modificata]

3.4.5**classe di precisione**

designazione assegnata a un trasformatore di misura, i cui errori di rapporto e d'angolo rimangono entro limiti prescritti per le condizioni specificate di impiego

[IEV 321-01-24, modificata]

3.4.6**prestazione**

ammettenza (o impedenza) del circuito secondario, espressa in siemens (o ohm), con indicazione del suo fattore di potenza

NOTA La prestazione è generalmente espressa come potenza apparente assorbita, espressa in voltampere, per un fattore di potenza specificato, alla tensione o alla corrente secondaria nominale.

3.4.7**prestazione nominale**

valore della prestazione sulla quale si basano le prescrizioni di precisione della presente specifica

3.4.8**potenza nominale (S_r)**

valore della potenza apparente (in voltampere, per un fattore di potenza specificato) che il trasformatore è previsto fornisca al circuito secondario, alla corrente o tensione secondaria nominale e con la prestazione nominale ad esso collegata

3.5 Definizioni riferite ad altri valori nominali**3.5.1****frequenza nominale (f_R)**

valore della frequenza su cui si basano le prescrizioni della presente Norma



3.5.2

carico meccanico (*F*)

forze che agiscono su diverse parti del trasformatore di misura, in funzione delle seguenti quattro forze principali:

- forze sui terminali introdotte dalle connessioni di linea,
- forze dovute al vento,
- forze sismiche,
- forze elettrodinamiche dovute alla corrente di cortocircuito

3.5.3

trasformatore di misura con protezione da arco interno

trasformatore di misura progettato in modo da assicurare un livello assegnato di protezione contro guasti per archi interni

3.6 Definizioni relative all'isolamento in gas

3.6.1

dispositivo di limitazione della pressione

dispositivo idoneo a limitare le sovra-pressioni pericolose all'interno del trasformatore di misura

3.6.2

trasformatore di misura in involucro metallico con isolamento in gas

trasformatore di misura in involucro metallico, previsto per il montaggio su una apparecchiatura con isolamento in gas (GIS), all'interno o all'esterno dell'involucro di tale apparecchiatura

3.6.3

sistema in pressione chiuso

volume che viene rabboccato solo periodicamente tramite un collegamento manuale ad un serbatoio di gas esterno

3.6.4

pressione nominale di riempimento

pressione riferita alle condizioni atmosferiche normalizzate dell'aria (20 °C e 101,3 kPa), alla quale il trasformatore di misura con isolamento in gas viene riempito prima di essere posto in servizio o rabboccato periodicamente

3.6.5

pressione minima di funzionamento

pressione riferita alle condizioni atmosferiche normalizzate dell'aria (20 °C e 101,3 kPa), alla quale, e al di sopra della quale le caratteristiche nominali e le altre caratteristiche del trasformatore di misura con isolamento in gas non variano e alla quale diviene necessario il rabbocco del gas

3.6.6

pressione di progetto dell'involucro

pressione utilizzata per determinare lo spessore dell'involucro. Essa deve essere almeno uguale alla pressione massima, alla temperatura più elevata, che il gas utilizzato per l'isolamento all'interno dell'involucro può raggiungere nelle condizioni limite di servizio

3.6.7

temperatura di progetto dell'involucro

temperatura massima che può essere raggiunta dall'involucro nelle condizioni di servizio

3.6.8

tasso di perdita assoluto

quantità di gas fuoriuscita per unità di tempo, espressa in Pa·m³/s



3.6.9

tasso di perdita relativa (F_{rel})

tasso assoluto di perdita rispetto alla quantità totale di gas in un trasformatore di misura, alla pressione (o densità) nominale di riempimento. Esso è espresso in valore percentuale nell'arco di un anno.

3.7 Indice delle abbreviazioni

IT	trasformatore di misura
CT	trasformatore di corrente
CVT	trasformatore di tensione capacitivo
VT	trasformatore di tensione
AIS	apparecchiatura con isolamento a aria
GIS	apparecchiatura con isolamento in gas
k	rapporto di trasformazione effettivo
k_r	rapporto di trasformazione nominale
ε	errore di rapporto
$\Delta\varphi$	errore d'angolo
S_r	potenza nominale
U_{sys}	massima tensione del sistema
U_m	massima tensione per l'apparecchiatura
f_R	frequenza nominale
F	carico meccanico
F_{rel}	tasso di perdita relativa

4 Condizioni di servizio normali e speciali

4.1 Generalità

Se non diversamente specificato, è previsto che i trasformatori di misura vengano utilizzati alle proprie caratteristiche nominali, nelle normali condizioni di servizio riportate in 4.2.

Se le condizioni di servizio effettive si discostano da quelle normali, i trasformatori di misura devono essere progettati in modo da soddisfare qualsiasi condizione di servizio speciale richiesta dal cliente, oppure devono essere previste appropriate predisposizioni (si veda 4.3).

Informazioni dettagliate relative alla classificazione delle condizioni ambientali sono riportate nella IEC 60721-3-3 (per interno) e nella IEC 60721-3-4 (per esterno).

Nel caso di trasformatori di misura chiusi in un involucro metallico con isolamento in gas si applica l'articolo 2 della IEC 62271-203.



4.2 Condizioni di servizio normali

4.2.1 Temperatura dell'aria ambiente

I trasformatori di misura sono classificati in tre categorie, come indicato nella Tabella 1.

Tabella 1 – Categorie di temperatura

Categoria	Temperatura minima °C	Temperatura massima °C
–5/40	–5	40
–25/40	–25	40
–40/40	–40	40

NOTA 1 Nella scelta della categoria di temperatura, si dovrebbero tenere in considerazione anche le condizioni di immagazzinamento e di trasporto.

NOTA 2 Nel caso di trasformatori di misura integrati con altre apparecchiature (ad esempio GIS, interruttori) il trasformatore di misura dovrebbe avere caratteristiche adeguate alle temperature prescritte per le apparecchiature.

4.2.2 Altitudine

L'altitudine non deve essere superiore ai 1 000 m.

4.2.3 Vibrazioni o movimenti del terreno

Le vibrazioni dovute a cause esterne al trasformatore di misura, come le vibrazioni del terreno, sono trascurabili.

4.2.4 Altre condizioni di servizio per i trasformatori di misura per interno

Le altre condizioni di servizio considerate sono le seguenti:

- a) l'influenza delle radiazioni solari può essere trascurata;
- b) l'aria ambiente non è significativamente inquinata da polvere, fumo, gas corrosivi, vapori o sali;
- c) le condizioni dell'umidità sono le seguenti:
 - 1) il valore medio dell'umidità relativa, misurato nell'arco delle 24 h, non deve essere superiore al 95 %;
 - 2) il valore medio della pressione di vapore acqueo, nell'arco delle 24 h, non deve essere superiore a 2,2 kPa;
 - 3) il valore medio dell'umidità relativa, nell'arco di un mese, non deve essere superiore al 90 %;
 - 4) il valore medio della pressione del vapore acqueo, nell'arco di un mese, non deve essere superiore a 1,8 kPa.

In queste condizioni, la condensazione può verificarsi occasionalmente.

NOTA 1 Fenomeni di condensazione possono verificarsi a seguito di brusche variazioni di temperatura in periodi di umidità elevata.

NOTA 2 Allo scopo di riuscire a sopportare gli effetti di un'elevata umidità e della condensazione, quali il cedimento dell'isolamento o la corrosione di parti metalliche, si dovrebbero utilizzare trasformatori di misura progettati espressamente per tali condizioni.

NOTA 3 La condensazione può essere evitata con un progetto speciale del contenitore, mediante ventilazione e riscaldamento adeguati o con l'uso di un apparecchio di deumidificazione.



4.2.5 Altre condizioni di servizio per trasformatori di misura per esterno

Le altre condizioni di servizio considerate sono le seguenti:

- a) il valore medio della temperatura dell'aria ambiente, misurato nell'arco delle 24 h, non deve essere superiore a 35 °C;
- b) le radiazioni solari fino a 1 000 W/m² (a mezzogiorno in una giornata serena) dovrebbe essere tenuta in conto;
- c) l'aria ambiente può essere inquinata da polveri, fumo, gas corrosivi, vapori o sali. L'inquinamento non deve superare i livelli indicati nella IEC 60815;
- d) la pressione del vento non deve essere superiore a 700 Pa (corrispondenti ad un vento con una velocità di 34 m/s);
- e) la presenza di condensazione o di precipitazioni dovrebbe essere tenuta in considerazione;
- f) uno strato di ghiaccio non superiore a 20 mm.

4.3 Condizioni di servizio speciali

4.3.1 Generalità

Quando i trasformatori di misura sono previsti per essere utilizzati in condizioni diverse da quelle di servizio normale descritte in 4.2, i requisiti dell'utilizzatore dovrebbero fare riferimento ai seguenti criteri normalizzati.

4.3.2 Altitudine

4.3.2.1 Influenza dell'altitudine sull'isolamento eterno

Ad un'altitudine >1 000 m, la tensione di scarica disruptiva per l'isolamento esterno risente della riduzione della densità dell'aria. Si faccia riferimento a quanto prescritto in 6.6.2.

4.3.2.2 Influenza dell'altitudine sulla sovratemperatura

Ad un'altitudine >1 000 m, il comportamento termico di un trasformatore di misura risente della riduzione della densità dell'aria. Si faccia riferimento a quanto prescritto in 6.4.2.

4.3.3 Temperatura ambiente

Per le installazioni situate in luoghi in cui la temperatura ambiente può raggiungere valori che eccedono in modo significativo il normale intervallo previsto per le condizioni normali di servizio indicato in 4.2.1, devono essere specificati gli intervalli massimo e minimo di temperatura;

- a) -50 °C e 40 °C per i climi molto freddi;
- b) -5 °C e 50 °C per i climi molto caldi.

In certe regioni, in cui sono frequenti venti caldi ed umidi, possono verificarsi repentini cambi di temperatura che portano alla formazione di condensa anche all'interno.

NOTA In certe condizioni di irradiazione solare, può essere necessario adottare misure appropriate, ad esempio la copertura con una tettoia, la ventilazione forzata, ecc., in modo da non superare le sovratemperature specificate. In alternativa si possono ridurre i valori nominali.

4.3.4 Vibrazioni o movimenti del terreno

Le vibrazioni possono verificarsi a seguito del funzionamento dell'apparecchiatura o a causa di forze di cortocircuito.

Nel caso di un trasformatore di misura integrato in un'apparecchiatura assemblata (GIS o AIS) devono essere tenute in considerazione le vibrazioni generate dall'apparecchiatura assemblata.



4.3.5 Terremoti

Per installazioni dove è probabile che si verifichino terremoti, l'acquirente deve specificare i corrispondenti livelli di severità conformi alla IEC 62271-2.

La conformità con tali prescrizioni speciali, quando applicabile, deve essere dimostrata con calcoli o con prove come definito nelle corrispondenti Norme.

4.4 Sistema di messa a terra

I sistemi di messa a terra considerati sono:

- a) sistema con neutro isolato (si veda 3.2.4);
- b) sistema con neutro a terra mediante bobina di estinzione (si veda 3.2.5);
- c) sistema con neutro a terra (si veda 3.2.7).
 - 1) sistema con neutro direttamente a terra (si veda 3.2.8),
 - 2) sistema con neutro a terra attraverso impedenza (si veda 3.2.9).

5 Grandezze nominali

5.1 Generalità

Le grandezze nominali comuni dei trasformatori di misura, comprese le loro apparecchiature ausiliarie quando applicabile, dovrebbero essere scelte come indicato:

- a) massima tensione per l'apparecchiatura (U_m);
- b) livello di isolamento nominale;
- c) frequenza nominale (f_R);
- d) potenza nominale;
- e) classe di precisione nominale.

Le grandezze nominali sono riferite alle condizioni atmosferiche normali (temperatura (20 °C), pressione (101,3 kPa) ed umidità (11 g/m³)) specificate nella IEC 60071-1.

5.2 Tensione massima per l'apparecchiatura

I valori normali devono essere scelti dalla Tabella 2.

La tensione massima per l'apparecchiatura è scelta tra i valori normali di U_m , uguale o maggiore della tensione massima del sistema in cui l'apparecchiatura verrà installata.

Nel caso di apparecchiature che devono essere installate in condizioni ambientali normali, per quanto concerne l'isolamento, U_m deve almeno essere uguale a U_{sys} .

Nel caso di apparecchiature che devono essere installate in condizioni ambientali che non rientrano tra quelle di isolamento normali, U_m può essere scelto con il valore normalizzato superiore successivo a U_m , uguale a o maggiore di U_{sys} , a seconda delle specifiche necessità.

NOTA A titolo di esempio, la scelta di un valore di U_m superiore al valore successivo più elevato normalizzato di U_m , uguale o superiore a U_{sys} , può essere necessaria quando l'apparecchiatura deve essere installata ad un'altitudine superiore a 1 000 m, allo scopo di compensare la diminuzione della tensione di tenuta dell'isolamento esterno.



Tabella 2 – Livelli nominali di isolamento dei terminali primari per i trasformatori di misura

Tensione massima per l'apparecchiatura U_m (valore efficace)	Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale (valore efficace)	Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico (valore di picco)	Tensione nominale di tenuta ad impulso di manovra (valore di picco)
kV	kV	kV	kV
0,72	3	---	
1,2	6	---	
3,6	10	20 40	
7,2	20	40 60	
12	28	60 75	
17,5	38	75 95	
24	50	95 125	
36	70	145 170	
52	95	250	
72,5	140	325	
100	185	450	
123	185 230	450 550	
145	230 275	550 650	
170	275 325	650 750	
245	395 460	950 1 050	
300	395 460	950 1 050	750 850
362	460 510	1 050 1 175	850 950
420	570 630	1 300 1 425	950 1 050
550	630 680	1 425 1 550	1 050 1 175
800	880 975	1 950 2 100	1 425 1 550

NOTA 1 Nel caso di installazioni esposte, si raccomanda di scegliere il livello di isolamento più elevato.

NOTA 2 Nel caso di trasformatori di misura previsti per essere installati in GIS, i livelli della tensione nominale di tenuta alla frequenza industriale conformi alla IEC 62271-203 possono discostarsi da quelli indicati.

NOTA 3 Per i livelli alternativi si veda la IEC 60071-1.



5.3 Livelli nominali di isolamento

5.3.1 Generalità

Per la maggior parte dei valori della tensione massima per l'apparecchiatura (U_m) esistono più livelli nominali di isolamento per permettere l'applicazione di criteri di prestazione diversi o diversi modelli di sovratensione. La scelta dovrebbe essere fatta tenendo conto del grado di esposizione alla sovratensione con fronti rapidi e lenti, del tipo di messa a terra del neutro del sistema e del tipo di dispositivi di limitazione delle sovratensioni.

5.3.2 Livello di isolamento nominale per i terminali primari

Il livello di isolamento nominale per i terminali primari di un trasformatore di misura deve essere in funzione della massima tensione prevista per l'apparecchiatura U_m , conformemente a quanto indicato nella Tabella 2.

I terminali primari, che è previsto siano collegati a terra durante il servizio, hanno U_m uguale a 0,72 kV.

Per i trasformatori di misura montati in sottostazioni con isolamento in gas, i livelli di isolamento nominale, le procedure di prova ed criteri di accettazione sono conformi alla IEC 62271-203. I livelli di isolamento nominale applicabili sono conformi alle Tabelle 102 e 103, relative all'isolamento fase-terra, della IEC 62271-203.

5.3.3 Altre prescrizioni relative all'isolamento dei terminali primari

5.3.3.1 Scariche parziali

Le prescrizioni relative alle scariche parziali sono applicabili ai trasformatori di misura che prevedono un valore di U_m maggiore od uguale a 7,2 kV.

Il livello di scarica parziale non deve superare i limiti specificati nella Tabella 3. La procedura di prova è illustrata in 7.3.2.2.

Tabella 3 – Tensioni di prova e livelli ammissibili per le scariche parziali

Tipo di messa a terra del neutro del sistema	Tipo di trasformatore di misura	Tensione di prova per le scariche parziali (valore efficace) kV	Massimo livello ammissibile per le scariche parziali pC	
			immerso in liquido o gas	solido
Sistema con neutro a terra (fattore di messa a terra $\leq 1,4$)	CT e VT messi a terra	U_m $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	VT non messo a terra	$1,2 U_m$	5	20
Sistema isolato o con neutro non efficacemente a terra (fattore di messa a terra $> 1,4$)	CT e VT messi a terra	$1,2 U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	VT non messo a terra	$1,2 U_m$	5	20
<p>NOTA 1 Se la condizione del neutro del sistema non è definita, sono validi i valori indicati per i sistemi isolati o con neutro non efficacemente messo a terra.</p> <p>NOTA 2 Il livello massimo ammissibile per le scariche parziali è valido anche per frequenze diverse dalla frequenza nominale.</p> <p>NOTA 3 CT indica trasformatore di corrente, VT trasformatore di tensione.</p>				



5.3.3.2 Impulso atmosferico con onda tronca

Se ulteriormente specificato, i trasformatori di misura diversi dai dispositivi GIS devono essere in grado di resistere alle tensioni ad impulso atmosferico a onda tronca applicate ai propri terminali primari, con valori di picco pari al 115 % della tensione nominale di tenuta all'impulso atmosferico.

5.3.3.3 Capacità e fattore di dissipazione

Queste prescrizioni si applicano solo ai trasformatori di misura in cui $U_m \geq 72,5$ kV, l'avvolgimento primario è immerso in un liquido oppure ai trasformatori di misura con isolamento in gas con sistema di isolamento a ripartizione della capacità.

5.3.4 Prescrizioni per l'isolamento tra le sezioni

Per i terminali di ciascuna sezione, che possono essere interconnessi, la tensione nominale di tenuta a frequenza industriale dell'isolamento tra le sezioni deve essere pari a 3 kV.

5.3.5 Prescrizioni per l'isolamento dei terminali secondari

La tensione nominale di tenuta a frequenza industriale dell'isolamento secondario deve essere uguale a 3 kV.

5.4 Frequenza nominale

I valori normali della frequenza nominale sono 16 2/3 Hz, 25 Hz, 50 Hz e 60 Hz.

5.5 Potenza nominale

Si veda la Norma di prodotto specifica.

5.6 Classe di precisione nominale

Si veda la Norma di prodotto specifica.

6 Progetto e costruzione

6.1 Prescrizioni per i liquidi utilizzati nell'apparecchiatura

6.1.1 Generalità

Il costruttore deve specificare il tipo, la quantità e la qualità del liquido utilizzato nell'apparecchiatura.

6.1.2 Qualità dei liquidi

Nel caso di apparecchi in olio, l'olio isolante nuovo deve essere conforme alla IEC 60296.

Nel caso di apparecchi che utilizzano liquidi sintetici, fare riferimento alla IEC 60867.

6.1.3 Indicatore del livello del liquido

Quando previsto, il dispositivo indicatore del livello del liquido deve mostrare se, durante il funzionamento, il livello rientra nei valori previsti.

6.1.4 Tenuta dei liquidi

Non è ammessa alcuna perdita di liquidi. L'eventuale fuoriuscita di liquido rappresenta un pericolo di contaminazione dell'isolamento.



6.2 Prescrizioni per i gas impiegati nell'apparecchiatura

6.2.1 Generalità

Il costruttore deve specificare il tipo, la quantità e la qualità di gas utilizzato nell'apparecchiatura.

6.2.2 Qualità dei gas

Per le apparecchiature che utilizzano SF₆ (esafloruro di zolfo), il gas nuovo deve essere conforme alla IEC 60376, mentre l'SF₆ usato deve essere conforme alla IEC 60480.

La manipolazione dell'SF₆ deve avvenire in conformità con la IEC 61634.

Il contenuto massimo ammesso di umidità nei trasformatori di misura con isolamento in gas riempiti a densità nominale, deve essere tale che il punto di rugiada non sia superiore a -5 °C per le misure effettuate a 20 °C. Per le misure effettuate ad altre temperature deve essere applicato un adeguato fattore di correzione. Per la misura e la determinazione del punto di rugiada, si faccia riferimento alla IEC 60376 ed alla IEC 60480.

6.2.3 Dispositivo di monitoraggio del gas

I trasformatori di misura con isolamento in gas, in cui la pressione minima di funzionamento sia superiore a 0,2 MPa, devono essere dotati di un dispositivo di controllo della pressione o della densità. Il dispositivo di controllo del gas può essere fornito come dispositivo indipendente o insieme all'apparecchiatura associata.

6.2.4 Tenuta del gas

6.2.4.1 Generalità

Le seguenti specifiche si applicano a tutti i trasformatori di misura che, come mezzo di isolamento, fanno uso di un gas diverso dall'aria a pressione atmosferica.

6.2.4.2 Sistemi chiusi sotto pressione per i gas

Le caratteristiche di tenuta di un sistema chiuso sotto pressione indicate dal costruttore devono essere adeguate alla filosofia di manutenzione e ispezione minimali.

L'ermeticità dei sistemi chiusi sotto pressione è specificata dal tasso di perdita relativa F_{rel} di ciascun compartimento.

Per l'SF₆ e le miscele a base di SF₆ il valore normalizzato del tasso di perdita è pari allo 0,5 % all'anno.

Devono essere previsti mezzi per permettere che i sistemi in gas vengano riforniti in sicurezza, mentre l'apparecchiatura è in servizio.

NOTA I tassi di perdita minima possono essere specificati tenendo conto dei regolamenti nazionali e della prassi locale.

Un tasso di perdita superiore a temperature estreme (quando tali prove siano richieste nelle corrispondenti Norme) è considerato accettabile, a condizione che esso ritorni ad un valore non superiore a quello massimo ammesso alla normale temperatura ambiente. L'aumento temporaneo del tasso di perdita non deve superare i valori indicati nella Tabella 4.

In linea generale, per l'applicazione di un metodo di prova adeguato si faccia riferimento alla IEC 60068-2-17.

**Tabella 4 – Tassi di perdita temporaneamente ammissibili per i sistemi in gas**

Classe di temperatura °C	Tasso di perdita temporaneamente ammissibile
+40 e +50	$3F_p$
temperatura ambiente	F_p
-5 / -10 / -15 / -25 / -40	$3F_p$
-50	$6F_p$

6.2.5 Dispositivo di controllo della pressione

Il dispositivo deve essere protetto da qualsiasi danno accidentale.

Per i trasformatori di misura GIS si faccia riferimento all'articolo 5.105 della IEC 62271-203.

6.3 Prescrizioni relative ai materiali solidi impiegati nell'apparecchiatura

Le specifiche relative al materiale organico utilizzato per i trasformatori di misura (ad esempio la resina epossidica, la resina poliuretanica, quella epossidica-cicloalifatica, i materiali compositi, ecc.) sia per le installazioni per interno che per esterno, sono indicate nella serie IEC 60455.

NOTA Le prove sui trasformatori di misura completi, che tengano conto di fenomeni come le rapide variazioni di temperatura, l'infiammabilità e l'invecchiamento, non sono ancora normalizzate. Per l'isolamento relativo alle installazioni per interno si può utilizzare come guida la IEC 60660, mentre per esterno la IEC 61109.

6.4 Prescrizioni relative alla sovratemperatura di parti e di componenti

6.4.1 Generalità

La sovratemperatura degli avvolgimenti, dei circuiti magnetici e delle altre parti dei trasformatori di misura, quando il trasformatore è fatto funzionare delle condizioni nominali specificate, non deve superare il valore appropriato indicato nella Tabella 5. Questi valori si basano sulle condizioni di servizio indicate in 4.2.1.

La sovratemperatura degli avvolgimenti è limitata dalla classe più bassa d'isolamento o dall'avvolgimento stesso, oppure dal mezzo circostante in cui è incapsulato.

Se i trasformatori di misura vengono utilizzati all'interno di involucri, si deve prestare attenzione alla temperatura raggiunta dal mezzo di raffreddamento circostante all'interno dell'involucro.

Se sono specificate temperature ambientali superiori ai valori indicati in 4.2.1, l'aumento di temperature ammesso nella Tabella 5 deve essere ridotto di un valore uguale alla temperature ambientale in eccesso.



Tabella 5 – Limiti di sovratemperatura delle diverse parti, dei materiali e dei dielettrici dei trasformatori di misura

Parte dei trasformatori di misura	Limite di sovratemperatura K
1. Trasformatori di misura immersi in un olio <ul style="list-style-type: none"> – olio nella parte superiore – olio nella parte superiore, ermeticamente sigillato – avvolgimento medio – avvolgimento medio, ermeticamente sigillato – altre parti metalliche in contatto con olio 	50 55 60 65 come per gli avvolgimenti
2. Trasformatori di misura con isolamento solido o in gas <ul style="list-style-type: none"> – avvolgimento (medio) in contatto con materiali isolanti delle seguenti classi ^a: <ul style="list-style-type: none"> • Y • A • E • B • F • H – altre parti metalliche in contatto con materiale isolante delle classi di sopra indicate 	45 60 75 85 110 135 come per gli avvolgimenti
3. connessione, imbullonata o equivalente <ul style="list-style-type: none"> – rame nudo, lega di rame nudo o di alluminio nudo <ul style="list-style-type: none"> • in aria • in SF₆ • in olio – Rivestimento di argento o nickel <ul style="list-style-type: none"> • in aria • in SF₆ • in olio – Rivestimento di stagno <ul style="list-style-type: none"> • in aria • in SF₆ • in olio 	50 75 60 75 75 60 65 65 60
^a Le definizioni di classe di isolamento sono conformi alla IEC 60085.	

6.4.2 Influenza dell'altitudine sulla sovratemperatura

Se un trasformatore di misura è previsto per funzionare ad un'altitudine superiore a 1 000 m e viene sottoposto a prova ad una altitudine inferiore a 1 000 m, i limiti di sovratemperatura ΔT indicati nella Tabella 5 devono essere ridotti dei seguenti valori per ogni 100 m in cui l'altitudine del punto di funzionamento supera i 1 000 m (si veda la Figura 1):

- a) trasformatori di misura immersi in olio: 0,4 %;
- b) trasformatori di misura di tipo a secco e con isolamento in gas: 0,5 %.

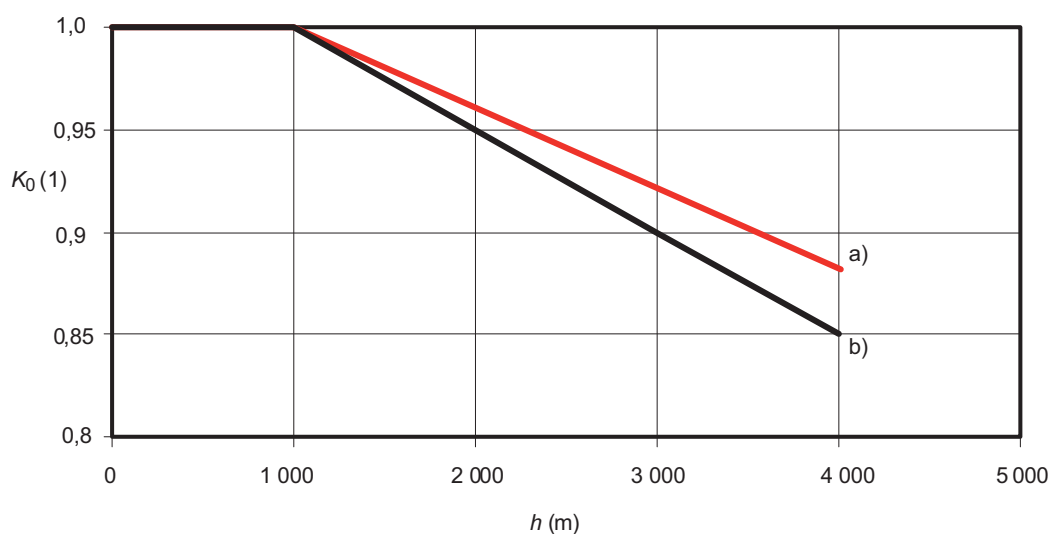


Figura 1 – Fattore di correzione dell'altitudine per la sovratemperatura

Fattore di correzione dell'altitudine per la sovratemperatura $K_o = \frac{\Delta T_h}{\Delta T_{ho}}$, dove

- ΔT_h è la sovratemperatura all'altitudine $h > 1\,000$ m e
- ΔT_{ho} rappresenta i limiti di sovratemperatura ΔT specificati nella Tabella 4 per altitudini $\leq 1\,000$ m.

6.5 Prescrizioni per la messa a terra dell'apparecchiatura

6.5.1 Generalità

Il telaio di ogni dispositivo dell'apparecchiatura, quando sia previsto che venga messo a terra, deve essere dotato di un terminale affidabile di terra per la connessione ad un conduttore di terra adeguato alle condizioni di guasto specificate. Il punto di connessione deve essere contrassegnato con il simbolo di "terra", come indicato dal simbolo N. 5019 della IEC 60417.

6.5.2 Messa a terra dell'involucro

L'involucro dei trasformatori di misura per le apparecchiature con isolamento in gas (GIS) deve essere messo a terra. Tutte le parti metalliche che non fanno parte del circuito principale o dei circuiti ausiliari, devono essere messe a terra.

6.5.3 Continuità elettrica

La continuità dei circuiti di messa terra deve essere assicurata tenendo conto delle sollecitazioni termiche ed elettriche dovute alla corrente che possono condurre.

Per l'interconnessione di involucri, telai, ecc., il fissaggio (ad esempio con bulloni o saldatura) è accettabile dal punto di vista della continuità elettrica.

6.6 Prescrizioni relative all'isolamento esterno

6.6.1 Inquinamento

Per i trasformatori di misura utilizzati per esterno con isolatori in ceramica, soggetti ad inquinamento, le distanze superficiali per i livelli di inquinamento indicati sono riportate nella Tabella 6. Le distanze superficiali per gli isolatori polimerici o in materiali compositi sono allo studio (da parte del TC 36).



Tabella 6 – Distanze superficiali

Livello di inquinamento	Minima distanza superficiale nominale specificata mm/kV ^{a, b}	Rapporto = distanza superficiale divisa per la distanza di arco
I Leggero	16	≤3,5
II Medio	20	
III Forte	25	≤4,0
IV Molto forte	31	

^a Rapporto tra la distanza superficiale tra fase e terra e il valore della tensione efficace tra le fasi della tensione massima per l'apparecchiatura (si veda la IEC 60071-1).

^b Per ulteriori informazioni e per le tolleranze di costruzione sulle distanze superficiali, si veda la IEC 60815.

NOTA 1 È noto che il comportamento dell'isolamento superficiale è condizionato in larga misura dalla forma dell'isolatore.

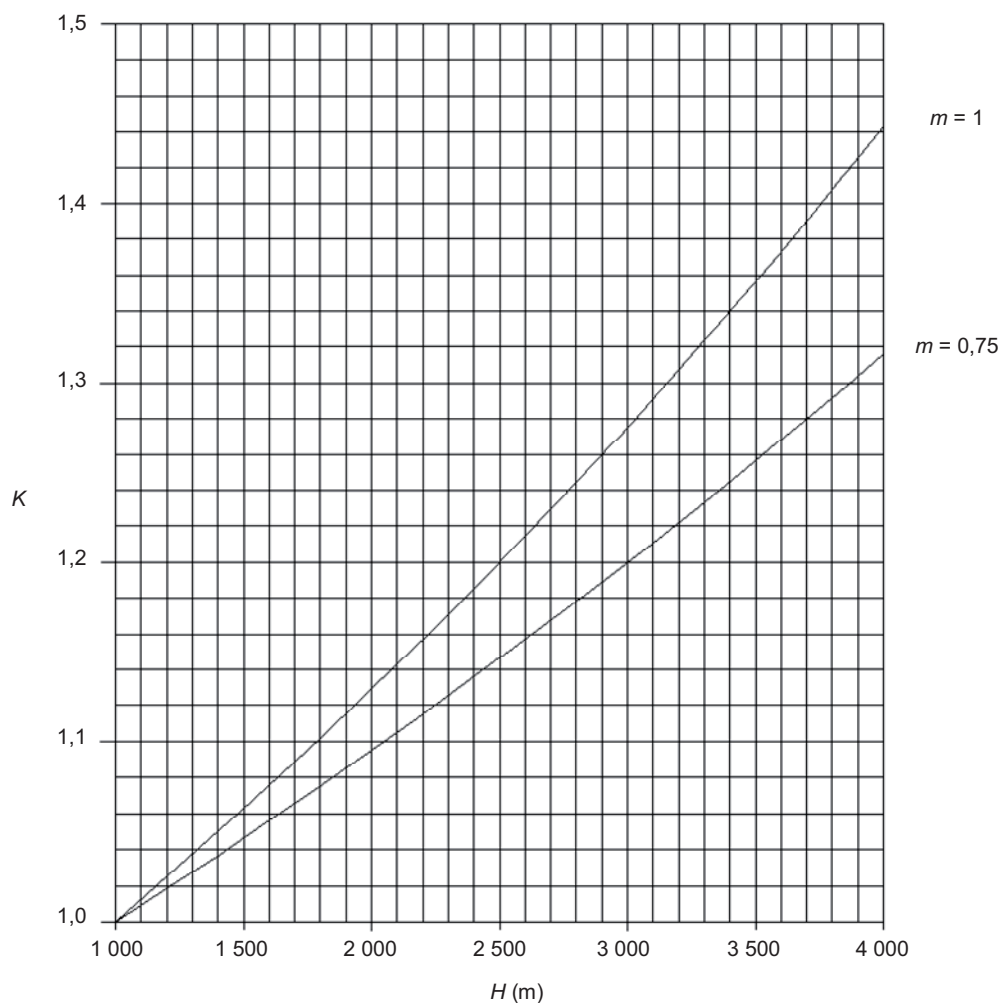
NOTA 2 In aree con un livello di inquinamento molto leggero, si possono utilizzare distanze superficiali nominali specifiche inferiori a 16 mm/kV sulla base dell'esperienza in servizio. 12 mm/kV è il limite inferiore comunemente adottato.

NOTA 3 In casi di inquinamento di eccezionale gravità, una distanza superficiale nominale specifica di 31 mm/kV può non essere adeguata. In base all'esperienza in servizio e/o ai risultati delle prove di laboratorio si può utilizzare un valore maggiore di distanza superficiale specifica, ma in alcuni casi deve essere presa in considerazione la possibilità di effettuare lavaggi.

6.6.2 Altitudine

Per installazioni ad altitudini superiori a 1000 m, la distanza d'arco nelle condizioni atmosferiche normalizzate di riferimento, deve essere determinata moltiplicando le tensioni di tenuta richieste nel punto di funzionamento per un fattore k, come mostrato nella Figura 2.

NOTA Dato che la rigidità dielettrica dell'isolamento interno non risente dell'altitudine; il metodo utilizzato per verificare l'isolamento esterno dovrebbe essere concordato tra costruttore ed acquirente.



Legenda

Questi fattori possono essere calcolati con la seguente equazione:

$$k = e^m (H - 1000) / 8150$$

dove

H è l'altitudine espressa in metri

$m = 1$ per la tensione a frequenza industriale e per la tensione ad impulso atmosferico

$m = 0,75$ per la tensione ad impulso di manovra.

Figura 2 – Fattore di correzione per l'altitudine

6.7 Prescrizioni meccaniche

Queste prescrizioni si applicano solo ai trasformatori di misura con una tensione massima per apparecchiature di 72,5 kV e superiori.

La Tabella 7 fornisce una guida relativa ai carichi statici che i trasformatori di misura devono essere in grado di sopportare. I valori comprendono i carichi dovuti al vento e al ghiaccio.

Per i carichi di prova specificati è previsto che vengano applicati sui terminali principali in ogni direzione.



Tabella 7 – Carichi di prova di tenuta statica

Tensione massima per l'apparecchiatura U_m kV	Carico per la prova di tenuta statica F_R		
	N		
	Trasformatori di misura con:		
	terminali di tensione	terminali di corrente	
		Carico classe I	Carico classe II
da 72,5 a 100	500	1 250	2 500
da 123 a 170	1 000	2 000	3 000
da 245 a 362	1 250	2 500	4 000
≥ 420	1 500	4 000	5 000

NOTA 1 La somma dei carichi che agiscono nelle condizioni di funzionamento normali non dovrebbe superare il 50 % del carico per la prova di tenuta specificato.

NOTA 2 Per certe applicazioni i trasformatori di misura con terminali di corrente dovrebbero resistere a carichi dinamici estremi che si verificano raramente (per esempio i cortocircuiti) non superiori a 1,4 volte il carico di prova di tenuta statica.

NOTA 3 Per alcune applicazioni, può essere necessario determinare la resistenza alla rotazione dei terminali primari. Il momento da applicare durante la prova deve essere concordato tra il costruttore e l'acquirente.

NOTA 4 Nel caso di trasformatori integrati in altre apparecchiature (ad esempio in assiemi di apparecchiature) i carichi statici per la prova di tenuta delle apparecchiature corrispondenti non dovrebbero essere ridotti dal processo di integrazione.

6.8 Impulsi multipli con onda tronca sui terminali primari

Se ulteriormente specificato, i terminali primari dei trasformatori di misura immersi in olio con tensione $U_m \geq 300$ kV devono resistere ad impulsi multipli con onda tronca conformi a quanto prescritto in 7.4.2.

NOTA Le prescrizioni e le prove si riferiscono al comportamento degli schermi e delle connessioni interni che conducono correnti transitorie ad alta frequenza, principalmente dovute alle operazioni di manovra di disconnessione degli interruttori. La prova può essere effettuata anche a valori nominali inferiori a questo livello.

6.9 Prescrizioni relative alla protezione per i guasti da arco interno

Questi prescrizioni si applicano ai trasformatori di misura indipendenti immersi in olio e con isolamento in gas con tensione $U_m \geq 72,5$ kV, per i quali è specificata anche la classe di protezione per i guasti da arco interno.

NOTA 1 Questa prova non garantisce la protezione in tutte le condizioni di cortocircuito, ma serve a dimostrare la conformità con un livello concordato di sicurezza.

NOTA 2 Questa prova è nuova e, di conseguenza, la sua procedura può essere migliorata in futuro.

Quando ulteriormente specificato, il trasformatore di misura deve essere in grado di resistere ad un arco interno di corrente e durata specificate.

La corrente applicata è asimmetrica. Il valore efficace della corrente dovrebbe essere scelto tra i valori normalizzati simmetrici monofase dell'intervallo R10, conformemente a quanto indicato in 4.5 della IEC 60694. Il primo valore di picco della corrente deve essere un uguale a 1,7 volte il valore della corrente efficace.

NOTA 3 Livelli di prova ridotti per la prova di resistenza all'arco interno dovrebbero essere concordati tra il costruttore e l'acquirente. L'esperienza ha mostrato che la scelta di correnti di prova uguali al 100 % del livello di guasto del sistema, statisticamente richiede un grado di sovradimensionamento del trasformatore, dato che i livelli di guasto locale sono significativamente più bassi.

La durata del guasto a seguito di un arco deve essere conforme alla Tabella 8.



Si deve tenere in considerazione che la conformità con queste prescrizioni è soddisfatta quando il trasformatore di misura supera le prove descritte in 7.4.6.

Tabella 8 – Durata di guasto per arco e criteri di prestazione

Valore efficace della corrente di guasto per arco interno kA	Grado di protezione	Durata del guasto per arco interno s	Protezione per guasto da arco interno classe I	Protezione per guasto da arco interno classe II
< 40	1	0,2	La rottura dell'involucro e l'incendio sono ammessi, ma tutte le parti espulse devono essere confinate all'interno dell'area di contenimento	Nessun effetto esterno diverso dall'intervento del dispositivo di limitazione della pressione appropriato
	2	0,5		Nessuna frammentazione (la combustione o l'incendio sono accettabili)
≥40	1	0,1		Nessun effetto esterno diverso dall'intervento del dispositivo di limitazione della pressione appropriato
	2	0,3		Nessuna frammentazione (la combustione o l'incendio sono accettabili)

6.10 Gradi di protezione per gli involucri

6.10.1 Generalità

I gradi di protezione, conformi alla IEC 60529, devono essere specificati, quando applicabile, per tutti gli involucri dei trasformatori di misura che contengono parti del circuito principale che permettano la penetrazione dall'esterno, come pure per gli involucri degli appropriati circuiti a bassa tensione di comando e/o ausiliari.

6.10.2 Protezione contro l'accesso delle persone a parti pericolose e protezione dell'apparecchiatura contro l'ingresso di corpi solidi estranei

Il grado di protezione fornito da un involucro contro l'accesso di persone a parti pericolose del circuito principale, ai circuiti di comando e/o ausiliari deve essere indicato con la designazione specificata nella IEC 60529.

La prima cifra caratteristica indica il grado di protezione fornito dall'involucro per quanto riguarda le persone, come pure la protezione dei trasformatori di misura posti all'interno dell'involucro contro l'ingresso di corpi solidi estranei.

La IEC 60529 fornisce dettagli sugli oggetti che saranno "esclusi" dall'involucro per ciascun grado di protezione. Il termine "esclusi" implica che i corpi solidi estranei non entrano completamente nell'involucro e che una parte del corpo o di un oggetto tenuto in mano da una persona, non entrerà nell'involucro oppure, nel caso penetri rimanga un'adeguata distanza di isolamento in aria, e che nessuna parte pericolosa venga toccata.

NOTA Generalmente il grado di protezione contro l'accesso delle persone alle parti pericolose del circuito principale, del circuito di controllo o ausiliario dei trasformatori di misura e la protezione di questi dalla penetrazione di corpi estranei, può essere fornita dall'ambiente immediatamente circostante i trasformatori di misura, come le barriere delle sottostazioni, gli edifici, gli involucri dei moduli e così via. Una protezione aggiuntiva può essere richiesta come caratteristica dei trasformatori di misura come un tutt'uno o come parte dei suoi componenti.



6.10.3 Protezione contro l'ingresso dell'acqua

Il grado di protezione fornito da un involucro contro l'ingresso di acqua deve essere indicato utilizzando la designazione specificata nella IEC 60529.

La seconda cifra caratteristica indica il grado di protezione fornito dall'involucro rispetto agli effetti dannosi dell'acqua o di origine atmosferica o altra ancora.

6.10.4 Trasformatori di misura per interno

Per i trasformatori di misura per installazioni all'interno, non è specificato alcun grado di protezione contro l'ingresso pericoloso di acqua, indicato dalla seconda cifra caratteristica del codice IP (seconda cifra caratteristica X).

Il grado minimo raccomandato di protezione per gli involucri dei controlli a bassa tensione e/o dei circuiti ausiliari per i trasformatori di misura per interno è IP20 conforme alla IEC 60529. Questa prescrizione non è applicabile alle installazioni in cui il personale non può accedere al trasformatore di misura senza prima togliere l'alimentazione al trasformatore stesso e metterlo in sicurezza con mezzi controllati (per esempio interblocchi, istruzioni di funzionamento documentate, ecc.). In questo caso la necessità di tali misure di sicurezza esterne per il trasformatore di misura dovrebbe essere chiaramente indicata nella documentazione del prodotto.

6.10.5 Trasformatori di misura per esterno

Il grado minimo di protezione raccomandato per gli involucri dei controlli a bassa tensione e/o dei circuiti ausiliari per i trasformatori di misura per esterno è IP44, conforme alla IEC 60529.

I trasformatori di misura per installazioni all'esterno, dotati di caratteristiche aggiuntive di protezione contro la pioggia e le altre condizioni atmosferiche, devono essere specificati utilizzando la lettera supplementare W posta dopo la seconda cifra caratteristica, oppure dopo la lettera aggiuntiva, se presente.

6.10.6 Protezione dell'apparecchiatura contro l'urto meccanico nelle normali condizioni di servizio

Gli involucri dei trasformatori di misura devono avere una resistenza meccanica adeguata.

Le prove corrispondenti sono specificate in 7.2.7.2. Gli isolatori in porcellana sono esclusi dalla prova d'urto.

Per l'installazione all'interno, il livello di protezione raccomandato contro l'effetto degli urti meccanici è il livello IK7 della IEC 62262.

Per un'installazione all'esterno, priva di protezione meccanica aggiuntiva, l'utilizzatore può specificare livelli di urto più elevati.

6.11 Compatibilità Elettromagnetica (EMC)

6.11.1 Generalità

La EMC è la capacità di un'apparecchiatura o di un sistema di funzionare in modo soddisfacente all'interno del proprio ambiente elettromagnetico, senza introdurre disturbi elettromagnetici non tollerabili da altri dispositivi all'interno di tale ambiente [IEV 161-01-07].



Per i trasformatori di misura sono state specificate le seguenti prescrizioni e prove di EMC:

- prescrizioni relative alle emissioni, Tensione di Radiodisturbo (RIV) incluse le parti ad alta tensione delle apparecchiature;
- prescrizioni riferite all'immunità, applicabili solo alle parti elettroniche dell'apparecchiatura;
- prescrizioni relative alle sovratensione trasmesse.

6.11.2 Prescrizioni relative al livello di radiodisturbo (RIV)

Le prescrizioni per la RIV si applicano ai trasformatori di misura in cui $U_m \geq 123$ kV, che devono essere installati in sottostazioni con isolamenti ad aria.

La tensione di Radiodisturbo non deve superare i $2\,500\ \mu\text{V}$ a $1,1\ U_m/\sqrt{3}$.

6.11.3 Prescrizioni relative all'immunità

Le prescrizioni di immunità elettromagnetica e le prove si riferiscono solo alle parti dei trasformatori di misura che contengono componenti elettronici attivi.

Per i dettagli si faccia riferimento alle Norme specifiche di prodotto.

6.11.4 Prescrizioni relative alle sovratensione trasmesse

Queste prescrizioni si applicano ai trasformatori di misura in cui $U_m \geq 72,5$ kV.

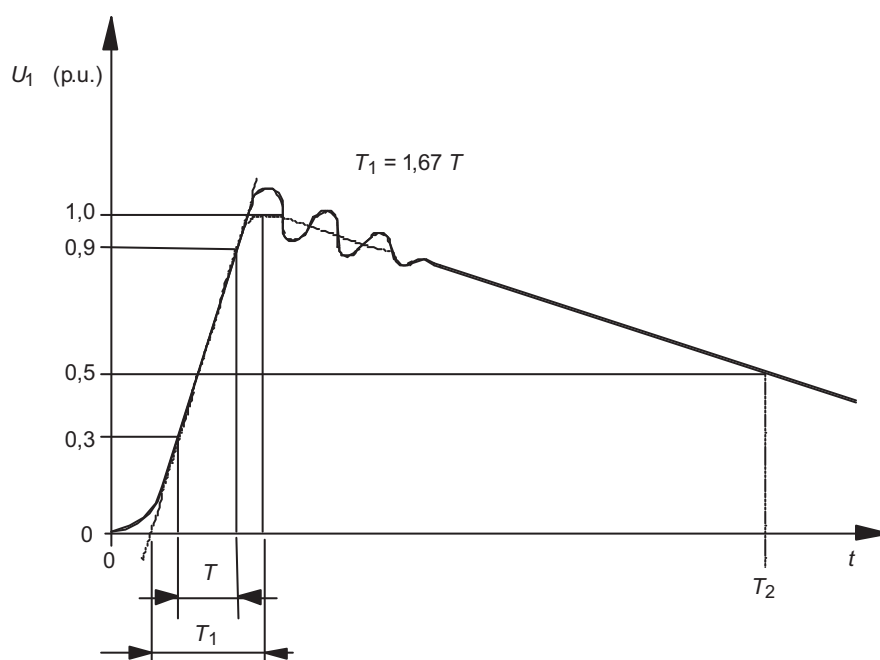
Le sovratensioni trasmesse dai terminali primari ai secondari, durante la prova e nelle condizioni di misura descritte in 7.4.4 non devono superare i valori riportati nella Tabella 9.

La prescrizione per gli impulsi di tipo A si applica ai trasformatori di misura per apparecchiature con isolamento in aria, mentre quella relativa agli impulsi di tipo B si applica ai trasformatori di misura installati all'interno di apparecchiature con involucro metallico ed isolamento in gas (GIS). Gli impulsi di tipo A e B sono mostrati nella Figura 3.

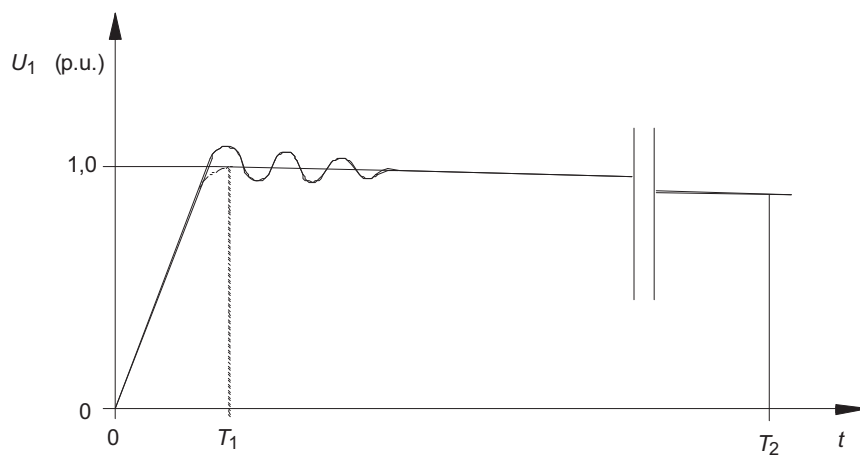
I limiti per i picchi di sovratensione trasmessi, indicati nella Tabella 9 e misurati utilizzando i metodi specificati in 7.4.4, dovrebbero assicurare una protezione sufficiente per le apparecchiature elettroniche collegate all'avvolgimento secondario.

Tabella 9 – Limiti per le sovratensioni trasmesse

Tipo di impulso	A	B
Il valore di picco della tensione applicata (U_p)	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$
Caratteristiche della forma d'onda: – durata del fronte convenzionale (T_1) – durata all'emi-valore (T_2) – durata del fronte (T_1) – lunghezza della coda (T_2)	$0,50\ \mu\text{s} \pm 20\ %$ $\geq 50\ \mu\text{s}$ - -	- - $10\ \text{ns} \pm 20\ %$ $>100\ \text{ns}$
Limiti del valore di picco della sovratensione trasmessa (U_s)	1,6 kV	1,6 kV
NOTA 1 Le caratteristiche della forma d'onda sono rappresentative delle oscillazioni di tensione dovute alle manovre di commutazione.		
NOTA 2 Si veda la Figura 3.		



Forma d'onda A



Forma d'onda B

**Figura 3 – Misura delle sovratensioni trasmesse:
Forme d'onda per impulso di prova**



6.12 Corrosione

Si deve prestare attenzione contro gli effetti della corrosione sull'apparecchiatura durante la vita in servizio.

Tutte le parti imbullonate o avvitate del circuito principale e dell'involucro devono rimanere facilmente smontabili.

La corrosione galvanica tra i materiali in contatto deve essere tenuta in considerazione in quanto può portare a perdite di tenuta.

L'ossidazione può essere considerata come autoprotezione contro la corrosione.

L'aspetto visivo deve rimanere accettabile.

6.13 Marcature

Tutti i trasformatori di misura devono riportare almeno i seguenti contrassegni:

- a) il nome del costruttore o un altro contrassegno dal quale sia facilmente identificabile;
- b) l'anno di fabbricazione e il numero di serie o la designazione del tipo, preferibilmente entrambe;
- c) la frequenza nominale;
- d) la tensione massima per l'apparecchiatura;
- e) il livello nominale di isolamento;
- f) la categoria di temperatura;
- g) la massa, espressa in kg (quando ≥ 25 Kg);
- h) la classe delle prescrizioni meccaniche (per $U_m \geq 72$ kV).

NOTA I punti d) & e) possono essere combinati in un contrassegno unico (ad esempio 72,5/140/325 kV).

Tutte le informazioni devono essere riportate in modo indelebile sul trasformatore di misura stesso, oppure su una targa delle caratteristiche nominali saldamente fissata al trasformatore.

Dovrebbero, inoltre, essere riportate le seguenti informazioni:

- i) la classe d'isolamento se diversa dalla Classe A;

NOTA Se vengono utilizzati materiali di classi d'isolamento diverse, dovrebbe essere indicata quella che impone il limite più restrittivo di sovratemperatura degli avvolgimenti. Nei trasformatori con più avvolgimenti secondari, dovrebbe essere indicato l'uso di ciascun avvolgimento e i corrispondenti terminali.

- j) tutte le indicazioni relative alle caratteristiche di misura (si veda la Norma specifica);
- k) il tipo di fluido isolante;
- l) la pressione nominale di riempimento;
- m) la pressione minima di funzionamento;
- n) il volume (o la massa) del fluido isolante contenuto nel trasformatore di misura.

6.14 Pericolo d'incendio

Si veda l'allegato C.



7 Prove

7.1 Generalità

7.1.1 Classificazione delle prove

Le prove specificate nella presente Norma sono classificate come segue:

- Prova di tipo: prova effettuata sull'apparecchiatura per dimostrare che tutte le apparecchiature realizzate secondo la stessa specifica sono conformi alle prescrizioni non prese in considerazione dalle prove individuali.
- Prova individuale: prova a cui viene sottoposto ciascun singolo componente dell'apparecchiatura. Le prove individuali servono allo scopo di rivelare eventuali difetti di fabbricazione. Esse non influiscono sulle proprietà e sull'affidabilità dell'oggetto in prova.
- Prova speciale: prova diversa dalla prova di tipo o da quella individuale, concordata tra il costruttore e l'acquirente.
- Prova a campione: prova di tipo o prova speciale effettuata su uno o più trasformatori di misura completi, scelti da un lotto di produzione specificato.

7.1.2 Elenco delle prove

Nella Tabella 10 è riportato l'elenco delle prove.

Tabella 10 – Elenco delle prove

Prove	Paragrafo
Prova di tipo	7.2
Prova di riscaldamento	7.2.2
Prova di tensione ad impulso sui terminali primari	7.2.3
Prova sotto la pioggia per i trasformatori per esterno	7.2.4
Prove di Compatibilità Elettromagnetica	7.2.5
Prova per la verifica della precisione	Si veda la Norma di prescrizioni specifiche
Verifica del grado di protezione fornito dagli involucri	7.2.7
Prova di tenuta dell'involucro alla temperatura ambiente	7.2.8
Prova di pressione per l'involucro	7.2.9
Prove individuali	7.3
Prove di tenuta di tensione a frequenza industriale sui terminali primari	7.3.1
Misura delle scariche parziali	7.3.2
Prove di tenuta di tensione a frequenza industriale tra le sezioni	7.3.3
Prove di tenuta di tensione a frequenza industriale sui terminali secondari	7.3.4
Prova per la verifica della precisione	7.3.5
Verifica delle marcature	7.3.6
Prova di tenuta dell'involucro a temperatura ambiente	7.3.7
Prova di pressione per l'involucro	7.3.8



Prove speciali	7.4
Prova di tenuta di tensione ad impulso con onda tronca sui terminali primari	7.4.1
Prova di impulsi multipli con onda tronca sui terminali primari	7.4.2
Misura della capacità e del fattore di dissipazione dielettrica	7.4.3
Prova di sovratensione trasmessa	7.4.4
Prove meccaniche	7.4.5
Prova di guasto per arco interno	7.4.6
Prova di tenuta dell'involucro a temperature alte e basse	7.4.7
Prova del punto di rugiada del gas	7.4.8
Prova di corrosione	7.4.9
Prova di infiammabilità	7.4.10
Prove a campione	7.5

Per le prove sui trasformatori di misura con isolamento in gas, il tipo e la pressione del gas devono essere conformi alla Tabella 11.

Tabella 11 – Tipo e pressione del gas durante le prove di tipo, individuali e speciali

Prova	Tipo di gas	Pressione
Dielettrica, RIV ^a Precisione Aumento della temperatura	Lo stesso fluido utilizzato in servizio	Minima pressione di funzionamento
Arco interno Cortocircuito Meccanica Tenuta Punto di rugiada del gas	Lo stesso fluido utilizzato in servizio	Pressione nominale di riempimento
Sovratensioni trasmesse	Non applicabile	Pressione ridotta
^a Per i trasformatori di misura con isolamento in gas installati sui GIS, la prova sotto la pioggia e la prova RIV non sono applicabili.		

7.1.3 Sequenza delle prove

Dopo che il trasformatore di misura è stato sottoposto alle prove dielettriche di tipo descritte in 7.2, deve essere sottoposto anche a tutte le prove individuali indicate in 7.3.

Per i diversi tipi di trasformatori di misura, si faccia riferimento alle Norme specifiche di prodotto per quanto riguarda la sequenza delle prove e le prove individuali aggiuntive.

Se devono essere effettuate prove speciali, queste possono influire sulla normale sequenza delle prove.

7.2 Prova di tipo

7.2.1 Generalità

Tutte le prove dielettriche di tipo devono essere effettuate sullo stesso trasformatore di misura, a meno che non venga diversamente specificato.

Tutte le prove di tipo devono essere effettuate, al massimo, su due esemplari.

NOTA Una prova di tipo può anche essere considerata valida se viene effettuata su un trasformatore con differenze costruttive minori rispetto al trasformatore di misura considerato. Queste differenze dovrebbero essere oggetto di accordo tra il costruttore e l'acquirente.



Tutte le prove di tipo devono essere effettuate ad una temperatura ambiente compresa tra 10 °C e 30 °C.

7.2.1.1 Informazioni per l'identificazione del campione

Costruttore deve sottoporre al laboratorio incaricato di effettuare le prove i disegni e gli altri dati, con informazioni sufficienti per identificare in modo non ambiguo i dettagli essenziali e le parti dell'apparecchiatura presentate per la prova. Ogni disegno o prospetto di dati fornito deve avere un riferimento univoco e deve contenere una dichiarazione relativa all'assicurazione del costruttore che i disegni o i prospetti dei dati rappresentano effettivamente l'apparecchiatura da sottoporre a prova.

Al termine della verifica, i disegni dettagliati e gli altri dati devono essere restituiti al costruttore per essere conservati.

Il costruttore deve conservare le registrazioni dettagliate dei progetti di tutte le parti componenti l'apparecchiatura in prova e deve assicurare che queste possono essere identificate dalle informazioni contenute nei disegni e nei prospetti dei dati.

NOTA 1 I costruttori, i cui sistemi di produzione siano stati certificati dal punto di vista della conformità con la ISO 9001, soddisfano le prescrizioni sopra indicate.

Il laboratorio di prova deve verificare che i disegni e i prospetti dei dati rappresentino in modo adeguato i dettagli e le parti essenziali dell'apparecchiatura che devono essere sottoposte a prova, ma non ha la responsabilità della precisione delle informazioni indicate.

Nelle corrispondenti Norme devono essere specificati i disegni e i dati particolari che è richiesto vengano sottoposti dal costruttore al laboratorio di prova per l'identificazione delle parti essenziali dell'apparecchiatura.

NOTA 2 Non è necessario che una singola prova di tipo venga ripetuta a causa di un cambiamento di un dettaglio di costruzione, se il costruttore può dimostrare che questa modifica non influenza il risultato di tale singola prova di tipo.

L'Allegato A fornisce un elenco di disegni che devono essere presentati.

7.2.1.2 Informazioni che devono essere incluse nei rapporti delle prove di tipo

I risultati di tutte le prove di tipo devono essere registrati nei rapporti relativi, che contengono:

- a) L'identificazione del file, come prescritto in 7.2.1.1 e nell'Allegato A.
- b) L'allestimento utilizzato per la prova
 - i dettagli relativi agli allestimenti di prova (inclusi gli schemi del circuito di prova);
 - i dettagli generali della struttura di supporto del dispositivo utilizzata durante la prova;
 - fotografie, per illustrare le condizioni dell'apparecchiatura prima e dopo la prova.
- c) I dati di prova per dimostrare la conformità con la specifica;
 - il programma delle prove;
 - le registrazioni dei parametri di prova durante ciascuna prova, come specificato nella corrispondente Norma di IEC;
 - l'indicazione del comportamento dell'apparecchiatura durante le prove, le sue condizioni successive a queste e, quando applicabile, l'indicazione delle eventuali parti sostituite o ricondizionate durante le prove;
 - le conclusioni.



7.2.2 Prova di riscaldamento

Deve essere effettuata una prova per dimostrare la conformità con quanto indicato in 6.4.

Per questa prova, il trasformatore deve essere predisposto in modo da simulare il proprio montaggio in servizio.

La sovratemperatura degli avvolgimenti deve, quando possibile, essere misurata con il metodo dell'aumento della resistenza, ma nel caso di avvolgimenti con resistenza molto bassa, possono essere utilizzate termocoppie.

La sovratemperatura delle parti diverse dagli avvolgimenti può essere misurata utilizzando termometri o termocoppie.

Si reputa che i trasformatori di misura abbiano raggiunto una temperatura stabile quando l'aumento di temperatura non supera 1 K/h.

Per l'identificazione di eventuali componenti chiave, su cui devono essere effettuate le misure di temperatura per le ulteriori informazioni relative agli allestimenti e le procedure di prova, si faccia riferimento alle Norme di prodotto specifiche.

7.2.3 Prova di tenuta di tensione ad impulso sui terminali primari

7.2.3.1 Generalità

La prova ad impulso deve essere effettuata in conformità con la IEC 60060-1 e, se esistono, in conformità con le corrispondenti Norme specifiche per i trasformatori di misura.

Il telaio, la custodia (eventuale) e il nucleo (quando sia previsto che venga messo a terra) e tutti terminali del sistema secondario devono essere collegati alla terra.

Le prove ad impulso consistono, generalmente, nell'applicare i livelli di tensione nominale e di riferimento. La tensione ad impulso di riferimento deve essere compresa tra il 50 % ed il 75 % della tensione nominale di tenuta ad impulso. Si devono registrare il valore di picco e la forma d'onda dell'impulso.

Il cedimento dell'isolamento a seguito della prova, può essere evidenziato dalla variazione della forma d'onda sia alla tensione di tenuta nominale che di riferimento.

È possibile ottenere un miglioramento nella rilevazione dei guasti registrando la o le correnti verso terra come integrazione della registrazione della tensione.

La tensione di prova deve avere il valore appropriato indicato nella Tabella 2, in funzione della massima tensione per l'apparecchiatura e del livello d'isolamento specificato.

7.2.3.2 Prova di tensione ad impulso atmosferico sui terminali primari

7.2.3.2.1 Trasformatori di misura in cui $U_m < 300$ kV

La prova deve essere effettuata sia con la polarità positiva che negativa. Devono essere applicati quindici impulsi consecutivi per ciascuna polarità, non corretti per le condizioni atmosferiche.

La procedura di prova B della IEC 60060-1, adattata per le apparecchiature ad alta tensione, dotate di isolamento auto-ripristinante e non, rappresenta la procedura di prova preferita. Si reputa che il trasformatore di misura abbia superato le prove ad impulso per ciascuna polarità, se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- ciascuna serie (+ e –) prevede almeno 15 impulsi;
- non devono verificarsi scariche disruptive sull'isolamento non auto-ripristinante. Questo viene confermato dalla tenuta a cinque impulsi consecutivi successivi all'ultima scarica distruttiva.
- il numero di scariche disruptive non deve essere superiore a due per ciascuna serie.



Questa procedura porta ad un numero massimo possibile di 25 impulsi per serie.

Non deve esservi alcun segno di cedimento dell'isolamento (ad esempio variazioni nella forma d'onda delle grandezze registrate nelle prove individuali che servono come prove di verifica).

Se si verificano scariche disruptive e non si può dimostrare durante la prova che queste siano avvenute sull'isolamento auto-ripristinante, il trasformatore di misura, al termine della serie di prove dielettriche, deve essere smontato ed ispezionato. Se si osserva un danno all'isolamento non auto-ripristinante, si deve ritenere che il trasformatore di misura non abbia superato la prova.

NOTA L'applicazione di 15 impulsi positivi e 15 negativi è specificata per la prova dell'isolamento esterno. Se tra il costruttore e l'acquirente sono concordate altre prove allo scopo di verificare l'isolamento interno, il numero di impulsi atmosferici può essere ridotto a tre per ciascuna polarità, non corretti in funzione delle condizioni atmosferiche.

7.2.3.2.2 Trasformatori di misura in cui $U_m \geq 300$ kV

La prova deve essere effettuata con impulsi di polarità positiva e negativa. Devono essere applicati tre impulsi consecutivi per ciascuna polarità, non corretti per le condizioni atmosferiche.

Si reputa che trasformatore abbia superato la prova se:

- non si è verificata alcuna scarica disruptiva;
- non vengono rilevati altri segnali di un guasto dell'isolamento (ad esempio cambiamenti nella forma d'onda delle grandezze registrate durante le prove individuali che servono da prove di verifica).

7.2.3.3 Prova ad impulso di manovra

7.2.3.3.1 Generalità

La prova deve essere effettuata con la polarità positiva. Devono essere applicati quindici impulsi consecutivi, corretti per le condizioni atmosferiche.

Nel caso di trasformatori del tipo per esterno, la prova deve essere effettuata in condizioni di pioggia. La procedura in questo caso deve essere conforme a quella della IEC 60060-1.

La procedura di prova B della IEC 60060-1, adattata per le apparecchiature ad alta tensione, dotate di isolamento auto-ripristinante e non, rappresenta la procedura di prova preferita. Si reputa che il trasformatore di misura abbia superato le prove ad impulso se per ciascuna polarità si sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- la prova prevede almeno 15 impulsi;
- non deve verificarsi alcuna scarica disruptiva sull'isolamento non autoripristinante. Questo è confermato dalla tenuta a 5 impulsi consecutivi successivi all'ultima scarica distruttiva.
- il numero di scariche disruptive non deve essere superiore a due.

Questa procedura porta ad un numero massimo possibile di 25 impulsi.

Non deve esservi alcun segno di guasto dell'isolamento (ad esempio cambiamenti della forma d'onda delle grandezze registrate).

Se durante la prova si verificano scariche disruptive e non si può dimostrare che queste si siano verificate esclusivamente sull'isolamento auto-ripristinante, il trasformatore di misura deve essere smontato ed ispezionato al termine della serie delle prove dielettriche. Se si osserva un danno all'isolamento non auto-ripristinante, si deve ritenere che il trasformatore di misura non abbia superato la prova.

Gli impulsi accompagnati da scariche lungo le pareti o il soffitto del laboratorio devono essere ignorati.



7.2.4 Prova sotto pioggia per trasformatori per esterno

La procedura sotto la pioggia deve essere conforme alla IEC 60060-1.

Per i trasformatori di misura in cui $U_m < 300$ kV, la prova deve essere effettuata con una tensione a frequenza industriale del valore appropriato indicato nella Tabella 2, in funzione della tensione massima per l'apparecchiatura, applicando le correzioni per le condizioni atmosferiche.

Per i trasformatori di misura in cui $U_m \geq 300$ kV, la prova deve essere effettuata con una tensione ad impulso di manovra di polarità positiva, del valore appropriato indicato nella Tabella 2, in funzione della massima tensione per l'apparecchiatura e del livello di isolamento nominale.

7.2.5 Prove di Compatibilità Elettromagnetica (EMC)

7.2.5.1 Prova RIV

Dato che il livello di tensione di radio disturbo può essere influenzato dal depositarsi di fibre o di polvere sugli isolatori, prima di effettuare la misura è ammesso pulire gli isolatori con un tessuto pulito.

Deve essere seguita la seguente procedura di prova:

Il trasformatore di misura, completo dei propri accessori, deve essere pulito e asciugato e approssimativamente alla stessa temperatura del laboratorio in cui la prova viene effettuata.

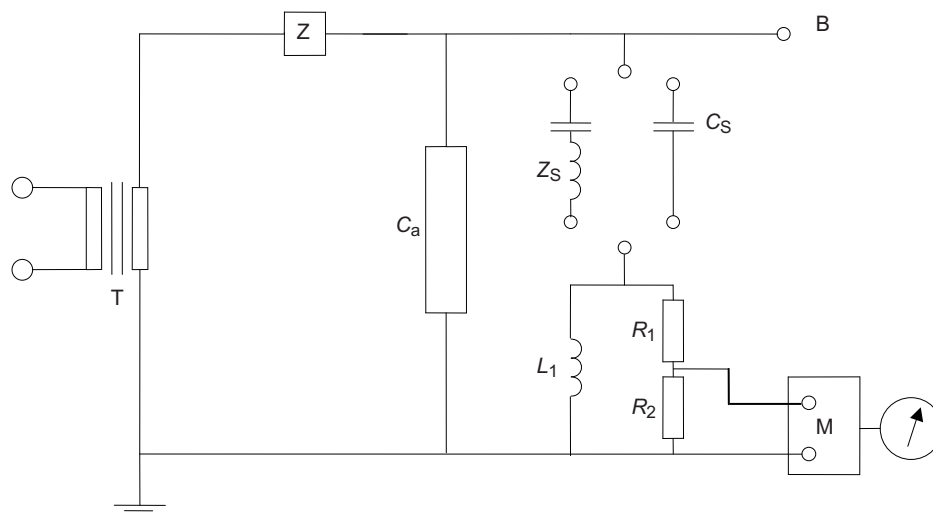
La prova dovrebbe essere effettuata alle seguenti condizioni atmosferiche:

- Temperatura: da 10 °C a 30 °C;
- Pressione: da $0,870 \times 10^5$ Pa a $1,070 \times 10^5$ Pa;
- Umidità relativa: dal 45 % al 75 %.

NOTA 1 Alle prove di radiodisturbo non sono applicabili i fattori di correzione per le condizioni atmosferiche conformi alla IEC 60060-1.

Le connessioni di prova e le loro estremità non devono essere una sorgente di tensione di radiodisturbo.

Dovrebbero essere previste le schermature dei terminali primari che simulino le condizioni di esercizio allo scopo di prevenire scariche spurie. L'utilizzo di sezioni di tubo con terminazioni sferiche è raccomandato.



Legenda

T trasformatore in prova

C_a oggetto in prova

Z filtro

B terminazione esente da effetto corona

M strumentazione di misura con resistenza in ingresso R_M

$$Z_S + \left(R_1 + \frac{R_2 \cdot R_M}{R_2 + R_M} \right) = 300 \, \Omega$$

Z_S , C_S , L_1 , R_1 , R_2 , si veda la CISPR 18-2

Figura 4 – Circuito di misura della tensione di radiodisturbo

La tensione di prova deve essere applicata tra uno dei terminali dell'avvolgimento primario dell'oggetto in prova (C_a) e la terra. Il telaio, la custodia (quando presente), il nucleo (se è previsto che venga collegato a terra) ed uno dei terminali di ciascun avvolgimento secondario devono essere collegati a terra.

Il circuito di misura (si veda la Figura 4) deve essere conforme alla CISPR 18-2. Il circuito di misura deve, preferibilmente, essere sintonizzato su una frequenza compresa tra 0,5 MHz e 2 MHz, la frequenza di misura deve essere registrata. I risultati devono essere espressi in microvolt.

L'impedenza tra il conduttore di prova e la terra, ($Z_S + (R_1 + R_2 // R_M)$) nella Figura 4, deve essere di $300 \, \Omega \pm 40 \, \Omega$, con un angolo di fase non superiore a 20° alla frequenza di misura.

In sostituzione del filtro Z_S può essere utilizzato un condensatore, C_S , e una capacità di 1 000 pF risulta generalmente adeguata.

NOTA 2 Potrebbe essere necessario impiegare un condensatore progettato specificatamente per evitare una frequenza di risonanza troppo bassa.

Il filtro Z deve avere un'impedenza elevata alla frequenza di misura, allo scopo di disaccoppiare la sorgente a frequenza industriale dal circuito di misura. Un valore adeguato per quest'impedenza è risultato essere compreso tra $10\,000 \, \Omega$ e $20\,000 \, \Omega$ alla frequenza di misura.

Il livello di disturbo di fondo del radiodisturbo (radiodisturbo dovuto a campi esterni e al trasformatore ad alta tensione) deve essere almeno di 6 dB (preferibilmente di 10 dB) al di sotto del livello di radiodisturbo specificato.

NOTA 3 Si dovrebbe prestare attenzione ad evitare i disturbi introdotti da oggetti posti nelle vicinanze del trasformatore di misura ed ai circuiti di prova e di misura.



I metodi di taratura degli strumenti e del circuito di misura sono indicati nella CISPR 18-2.

Deve essere applicata una tensione di pre-sollecitazione pari a $1,5 \times U_m / \sqrt{3}$, che deve essere mantenuta per 30 s.

La tensione deve quindi essere diminuita sino a $1,1 \times U_m / \sqrt{3}$, in circa 10 s, e mantenuta a questo valore per 30 s prima di effettuare la misura del livello di radiodisturbo.

Si reputa che il trasformatore di misura abbia superato la prova se il livello di radiodisturbo a $1,1 \times U_m / \sqrt{3}$ è conforme a quanto indicato in 6.11.2.

7.2.5.2 Prova di immunità

Per i dettagli si faccia riferimento alle Norme specifiche di prodotto.

7.2.6 Prove per la verifica della precisione

Si vedano le Norme specifiche.

7.2.7 Verifica del grado di protezione fornito dagli involucri

7.2.7.1 Verifica della codifica IP

In conformità con le prescrizioni specificate in 6.10, le prove devono essere effettuate come indicato nella IEC 60529 sugli involucri di tutte le parti dell'apparecchiatura completamente assemblata come nelle condizioni di servizio.

7.2.7.2 Prova di urto meccanico

In conformità con prescrizioni specificate in 6.10.6, gli involucri devono essere sottoposti ad una prova di urto. Devono essere applicati tre colpi nei punti dell'involucro che verosimilmente rappresentano i punti più fragili. Da questa prova sono esentati dispositivi, quali connettori, display, ecc.

Si raccomanda l'impiego di un apparecchio per la prova di urto azionato da molla, come quello definito nella IEC 60068-2-75.

Dopo la prova l'involucro non deve mostrare alcun segno di rottura e le sue deformazione non devono influire sul normale funzionamento del trasformatore di misura, e il grado di protezione specificato non deve essere diminuito. I danni superficiali, come lo scrostamento della vernice, la rottura di alette di raffreddamento o di parti simili o le ammaccature di piccole dimensioni possono essere ignorati.

7.2.8 Prova di tenuta dell'involucro a temperatura ambiente

7.2.8.1 Sistema in gas chiuso sottopressione

La prova di ermeticità effettuata sull'involucro dei trasformatori di misura con isolamento in gas deve dimostrare la conformità alle prescrizioni indicate in 6.2.4.2 e deve essere effettuata sul trasformatore completo ad una temperatura ambiente di $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$.

Il metodo deve essere quello cumulativo per i sistemi chiusi sottopressione, come specificato nella IEC 60068-2-17 (metodo di prova 1 della prova Qm).

Tutte le aperture sull'involucro del trasformatore devono essere sigillate con il dispositivo di sigillatura originale.

Il trasformatore deve essere riempito con la stessa miscela di gas utilizzata in servizio, alla pressione di riempimento nominale ad una temperatura ambientale di $20 ^\circ\text{C}$.



La sensibilità dello strumento di misura della perdita deve essere in grado di rilevare un tasso di perdita corrispondente a circa 0,25 %/anno.

NOTA 1 La sensibilità della misura della perdita varia in funzione della sensibilità del misuratore, con la capacità del volume di misura e con il tempo intercorso tra due misure della concentrazione.

La prova deve essere iniziata dopo almeno 1 h dal termine del riempimento del trasformatore di misura, allo scopo di permettere la stabilizzazione del flusso di perdita.

NOTA 2 La prova di tipo per la tenuta non è necessaria se la prova individuale di tenuta viene effettuata utilizzando il metodo cumulativo (metodo di prova 1 della prova Qm).

7.2.9 Prova di pressione per l'involucro

Per i trasformatori di misura con involucro metallico e isolamento in gas si faccia riferimento a quanto indicato in 6.103 della IEC 62271-203.

Per gli isolatori dei trasformatori di misura con isolamento in gas, si faccia riferimento alla IEC 62155 ed alla IEC 61462-2.

7.3 Prove individuali

7.3.1 Prove di tenuta di tensione a frequenza industriale sui terminali primari

La prova di tenuta a frequenza industriale deve essere effettuata in conformità con la IEC 60060-1.

La tensione di prova deve avere il valore appropriato indicato nella Tabella 2, che dipende dalla tensione massima per l'apparecchiatura. Se non diversamente specificato, la durata della prova deve essere di 60 s.

La tensione di prova deve essere applicata:

- tra i terminali primari e la terra,
- tra i terminali primari, dove possibile.

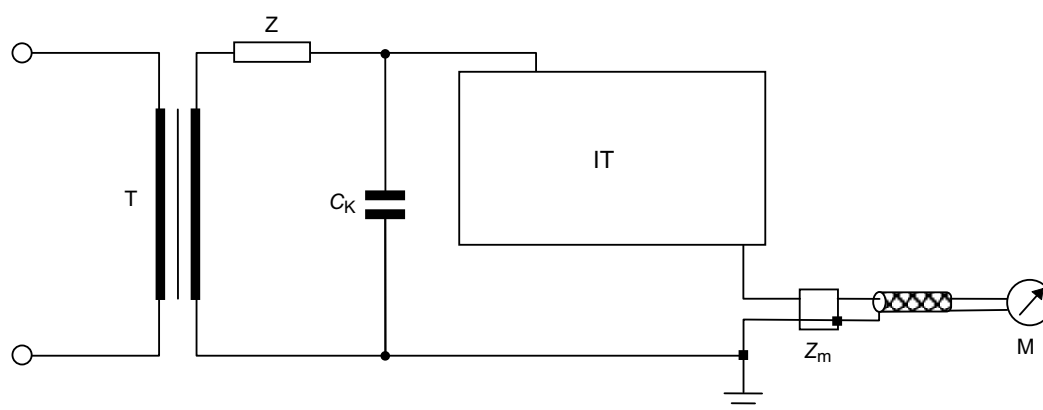
I terminali secondari, il telaio, l'involucro (eventuale) ed il nucleo (nel caso di un terminale di terra speciale) devono essere collegati a terra.

Ripetizioni delle prove a frequenza industriale sui terminali primari dovrebbero essere effettuate ad un valore pari all'80 % della tensione di prova specificata.

7.3.2 Misura delle scariche parziali

7.3.2.1 Circuito e strumentazione utilizzati per la prova

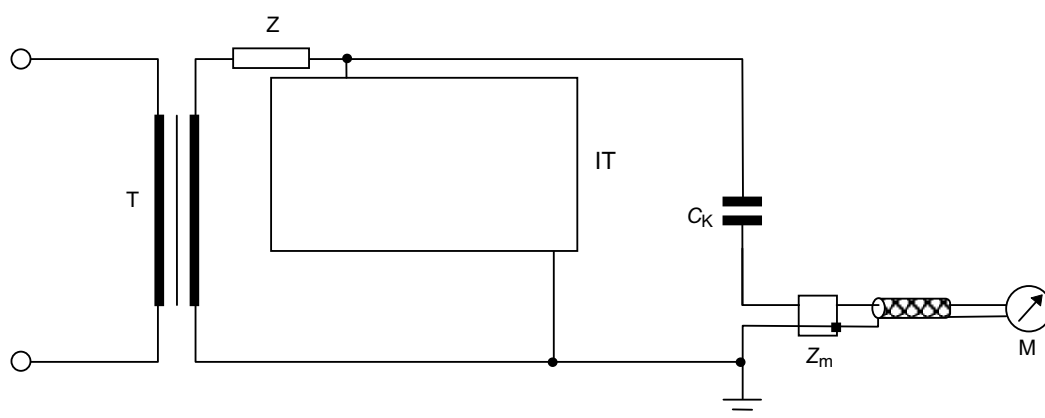
Il circuito e la strumentazione utilizzati per la prova devono essere conformi alla IEC 60270. Alcuni esempi di circuiti di prova sono mostrati nelle Figure da 5 a 7



Legenda

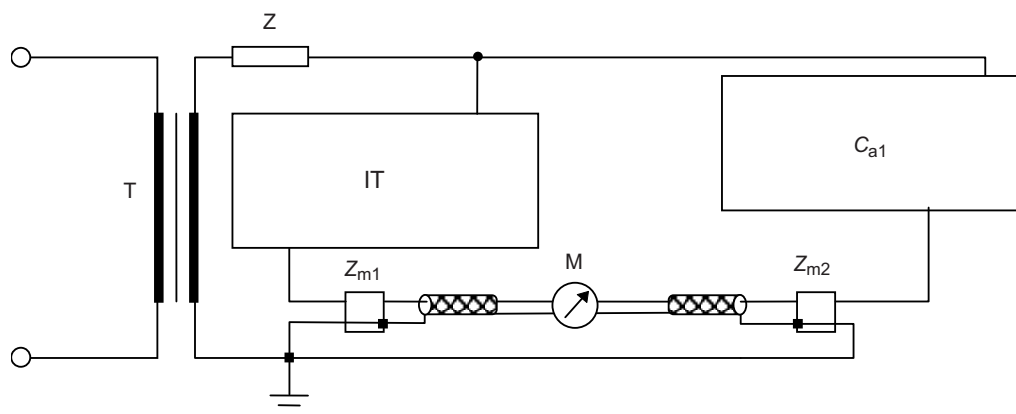
- T trasformatore di prova
- IT trasformatore di misura da sottoporre a prova
- C_k condensatore di accoppiamento
- M strumento di misura delle scariche parziali
- Z_m impedenza di misura
- Z filtro

Figura 5 –Circuito di prova per la misura delle scariche parziali



Legenda: si veda la Figura 5.

Figura 6 – Circuito alternativo per la misura delle scariche parziali



Legenda

Gli stessi simboli della Figura 5

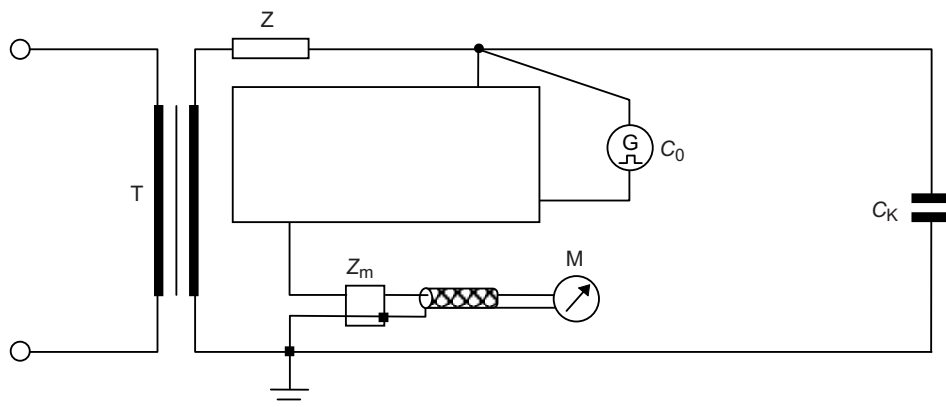
Z filtro (non presente se C_k è la capacità del trasformatore in prova)

C_{a1} oggetto ausiliario non sottoposto alle scariche parziali

Z_{m1} e Z_{m2} impedenze di misura

Figura 7 – Esempio di circuito di prova bilanciato per la misura delle scariche parziali

La strumentazione utilizzata deve misurare la carica apparente q espressa in picocoulomb (pC). La sua taratura deve essere effettuata con il circuito di prova (si veda l'esempio della Figura 8).



Legenda

Gli stessi simboli della Figura 5

G generatore di impulsi con capacità C_0

T trasformatore di prova per la misura delle scariche parziali

Figura 8 – Esempio di circuito di taratura per la misura delle scariche parziali

Lo strumento a banda larga deve avere una larghezza di banda di almeno 100 kHz, con una frequenza di taglio superiore che non superi i 1,2 MHz.

Gli strumenti a banda stretta devono avere una frequenza di risonanza compresa nell'intervallo da 0,15 MHz a 2 MHz. I valori preferiti dovrebbero essere compresi tra 0,5 MHz e 2 MHz, ma se possibile, le misure dovrebbero essere effettuate alla frequenza che fornisce la massima sensibilità.



La sensibilità deve permettere di rilevare un livello di scarica parziale di 5 pC.

NOTA 1 Il rumore deve essere sufficientemente basso rispetto alla sensibilità. Gli impulsi che è noto siano dovuti ai disturbi esterni possono essere ignorati.

NOTA 2 Per la soppressione del rumore esterno è appropriato il circuito di prova bilanciato (si veda la Figura 7).

NOTA 3 Se l'elaborazione elettronica del segnale ed il suo ripristino vengono utilizzati per ridurre il rumore di fondo, questo deve essere dimostrato variando i suoi parametri in modo da permettere la rilevazione degli impulsi che si verificano ripetutamente.

7.3.2.2 Procedura di prova per le scariche parziali

Dopo la pre-sollecitazione applicata utilizzando le procedure A oppure B, vengono raggiunti i valori delle tensioni di prova per le scariche parziali specificati nella Tabella 3, e i corrispondenti livelli di scariche parziali sono misurati in un intervallo di 30 s.

La scarica parziale misurata non deve superare i limiti specificati nella Tabella 3.

Procedura A: le tensioni di prova per le scariche parziali vengono raggiunte abbassando la tensione, dopo la prova di tenuta alla frequenza industriale.

Procedura B: la prova di scariche parziali viene effettuata dopo la prova di tenuta alla frequenza industriale. La tensione applicata viene aumentata sino al 80 % della tensione di tenuta alla frequenza industriale, mantenuta per non meno di 60 s, quindi ridotta senza interruzioni sino ai valori della tensione di prova per le scariche parziali specificati.

Se non diversamente specificato, la scelta della procedura è lasciata al costruttore. Il metodo di prova utilizzato deve essere indicato nel rapporto di prova.

7.3.3 Prove di tenuta di tensione a frequenza industriale tra le sezioni

Questa prova è applicabile solo ai trasformatori di misura che prevedono più di una sezione.

La tensione di prova, conforme a quanto indicato 5.3.4, deve essere applicata per 60 s, in successione tra i terminali cortocircuitati di ciascuna sessione.

Il telaio, l'involucro (eventuale), il nucleo (nel caso di un terminale speciale di terra) e i terminali di tutte le altre terminazioni o sezioni devono essere collegati insieme e alla terra.

7.3.4 Prove di tenuta di tensione a frequenza industriale sui terminali secondari

La tensione di prova, conforme a 5.3.5 deve essere applicata per 60 s in successione tra i terminali cortocircuitati di ciascun avvolgimento e la terra.

Il telaio, l'involucro (eventuale), il nucleo (nel caso di un terminale speciale di terra) e tutti gli altri terminali devono essere collegati a terra.

7.3.5 Prova per la verifica della precisione

Si vedono le Norme specifiche.

7.3.6 Verifica delle marcature

Si deve verificare che la targa dei dati e le marcature dei terminali siano corrette.

7.3.7 Prova di tenuta dell'involucro alla temperatura ambiente

7.3.7.1 Sistemi chiusi sottopressione in gas

La prova di tenuta dell'involucro dei trasformatori di misura con isolamento in gas deve dimostrare la conformità alle prescrizioni indicate in 6.2.4 e deve essere effettuata su un trasformatore completo a temperatura ambiente (20 ± 10) °C.

Se possibile, il metodo dovrebbe essere quello cumulativo per i sistemi chiusi sottopressione specificato nella IEC 60068-2-17 (metodo di prova 1 della prova Qm). Per il rilevamento della perdita si può utilizzare un rilevatore di perdita dotato di dispositivo di rilevazione della presenza di gas (annusatore) e tale perdita deve, quindi, essere quantificata con il metodo cumulativo.



La prova dovrebbe essere iniziata almeno 1 h dopo il riempimento del trasformatore, allo scopo di stabilizzare il flusso di perdita.

La sensibilità della misura della perdita deve essere tale da rilevare un tasso di perdita corrispondente a circa allo 0,25 %/ annuo.

7.3.7.2 Sistemi a liquido

Lo scopo delle prove di tenuta è di dimostrare che non vi sono perdite.

L'oggetto in prova deve essere assemblato come nelle condizioni di servizio, con tutti i suoi accessori ed il fluido normalmente utilizzato, montato nel modo più simile alla sua condizione in servizio (vale a dire struttura, fissaggi, ecc.).

7.3.8 Prova di pressione per l'involucro

Si faccia riferimento a quanto indicato in 7.2.9.

7.4 Prove speciali

7.4.1 Prova di tenuta di tensione ad impulso con onda tronca sui terminali primari

La prova deve essere effettuata solamente con impulsi di polarità negativa e deve essere combinata con la prova di impulso di scarica atmosferica con polarità negativa come descritto nel seguito.

La tensione deve essere costituita da un impulso atmosferico normalizzato, come definito nella IEC 60060-1, troncato tra 2 μ s e 5 μ s. Il circuito di troncamento deve essere predisposto in modo che l'ampiezza dell'oscillazione di polarità opposta dell'impulso registrato sia limitata a circa il 30 % del valore di picco.

La tensione di prova degli impulsi completi deve avere un valore appropriato, indicato nella Tabella 2, che dipende dalla tensione massima per l'apparecchiatura e dal livello d'isolamento specificato.

La tensione di prova ad impulso con onda tronca deve essere conforme a 5.3.3.2.

La sequenza di applicazione degli impulsi deve essere la seguente:

a) per i trasformatori di misura in cui $U_m < 300$ kV:

- un impulso completo;
- due impulsi troncati (quattro impulsi troncati nel caso di trasformatori di tensione non messi a terra);
- quattordici impulsi completi.

Nel caso di trasformatori di tensione non messi a terra, a ciascuno dei terminali devono essere applicati due impulsi troncati e circa metà dei 15 impulsi completi.

b) per i trasformatori di misura in cui $U_m \geq 300$ kV:

- un impulso completo;
- due impulsi troncati;
- due impulsi completi.

Differenze nella forma d'onda rilevate nelle onde piene applicate, prima e dopo gli impulsi troncati, sono un'indicazione di un guasto interno.

Le scariche verificatisi durante gli impulsi troncati lungo isolamento esterno auto-ripristinante devono essere ignorate nella valutazione del comportamento dell'isolamento.



7.4.2 Prova di impulsi multipli con onda tronca sui terminali primari

La prova dovrebbe essere effettuata per dimostrare la conformità con quanto indicato in 6.8.

La prova dovrebbe essere effettuata applicando impulsi multipli di polarità negativa troncata in prossimità del valore di cresta.

La tensione di prova deve essere applicata tra i terminali primari (collegati insieme) e la terra nel caso dei trasformatori di corrente, e tra i terminali primari ad alta tensione ed i terminali primari di terra nel caso di trasformatori di tensione messi a terra. La struttura, l'involucro (eventuale), il nucleo (se è previsto che venga messo a terra) e tutti i terminali del o degli avvolgimenti secondari devono essere collegati a terra.

- Il valore di picco prescritto della tensione di prova deve essere pari al 70 % della tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico. Il fronte dell'impulso della tensione di prova dovrebbe essere un'onda di 1,2/50 μ s.
- La durata virtuale del collasso di tensione, misurata secondo la IEC 60060-1, non deve superare 0,5 μ s ed il circuito deve essere predisposto in modo che l'ampiezza della sua oscillazione rispetto alla polarità opposta dell'impulso sia circa pari al 30 % della tensione di picco prescritta.

Devono essere applicati 600 impulsi consecutivi con una frequenza approssimativa di 1 impulso/min.

NOTA Il numero di impulsi potrebbe essere ridotto a 100 a seguito di un accordo tra il fabbricante e l'acquirente.

La forma d'onda deve essere registrata all'inizio e al termine della prova, come pure dopo almeno ogni 100 impulsi.

I criteri di valutazione del risultato dovrebbero basarsi sui seguenti requisiti:

- il confronto delle tensioni di impulso registrate all'inizio e dopo ogni 100 impulsi non dovrebbero evidenziare alcuna modifica che potrebbe essere attribuita a scariche interne;
- il livello delle scariche parziali misurato non dovrebbe superare i valori della Tabella 3;
- la misura della capacità e del fattore di dissipazione dielettrica viene eseguita prima e almeno dopo 24 h dal termine della prova. I risultati dovrebbero essere gli stessi, a parte l'incertezza attribuita al metodo di prova utilizzato ed agli effetti di grandezze trascurabili che possono aver influenzato il risultato stesso (ad esempio, la temperatura dei materiali isolanti);
- l'aumento del livello di gas disciolti nell'olio, misurato 72 h dopo la prova, non deve superare i seguenti valori:
 - idrogeno (H_2): 20 μ l/l (livello minimo rilevabile 3 μ l/l),
 - metano (CH_4): 5 μ l/l (livello minimo rilevabile: 0,1 μ l/l),
 - acetilene (C_2H_2): 1 μ l/l (livello minimo rilevabile: 0,1 μ l/l).

La procedura di campionamento dell'olio dovrebbe essere conforme alla IEC 60567.

Quando una qualsiasi delle prescrizioni indicate non sia soddisfatta, si deve ritenere che il trasformatore di misura considerato non abbia superato la prova.

7.4.3 Misura della capacità e del fattore di dissipazione dielettrica

Lo scopo principale di questa misura è di verificare l'uniformità della produzione. Limiti di variazioni ammesse possono essere soggetti ad accordo tra il costruttore e l'acquirente.

La prova deve essere effettuata successivamente a quella di tenuta a frequenza industriale sui terminali primari. Nel caso di un CVT, questa prova deve essere effettuata prima e dopo.



Il fattore di dissipazione dielettrica dipende sia dal progetto dell'isolamento e sia dalla tensione che dalla temperatura. Il suo valore a $U_m/\sqrt{3}$ alla temperatura ambiente, normalmente non supera 0,005.

La prova deve essere effettuata con il trasformatore di misura alla temperatura ambiente, il cui valore deve essere registrato.

I valori di capacità e del fattore di dissipazione dielettrica ($\tan \delta$) devono riferirsi alla frequenza nominale e ad un livello di tensione compreso nell'intervallo da 10 kV a $U_m/\sqrt{3}$.

NOTA La prova del fattore di dissipazione dielettrica non è applicabile ai trasformatori di misura con isolamento in gas.

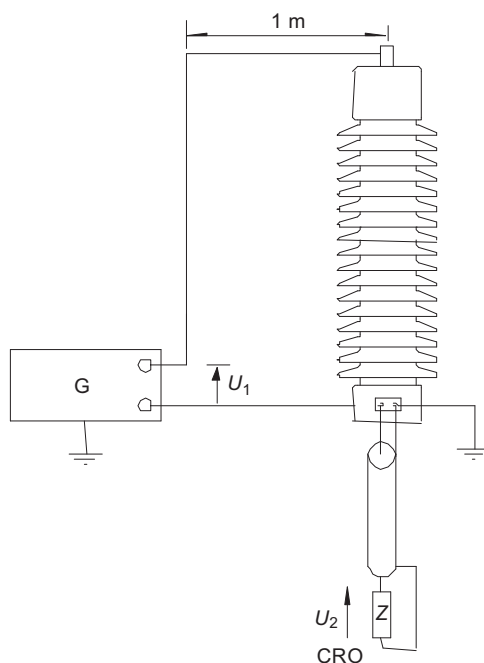
7.4.4 Prova di sovratensione trasmessa

Questa prova viene effettuata per dimostrare la conformità con quanto indicato in 6.11.4.

Deve essere applicato un impulso a bassa tensione (U_1) tra uno dei terminali primari e la terra (si veda la Figura 9).

Nel caso di trasformatori di misura previsti per essere impiegati per GIS, l'impulso deve essere applicato attraverso un adattatore per cavo coassiale con un'impedenza di 50Ω conforme alla Figura 10. L'involucro della sezione del GIS deve essere collegato a terra come previsto in servizio.

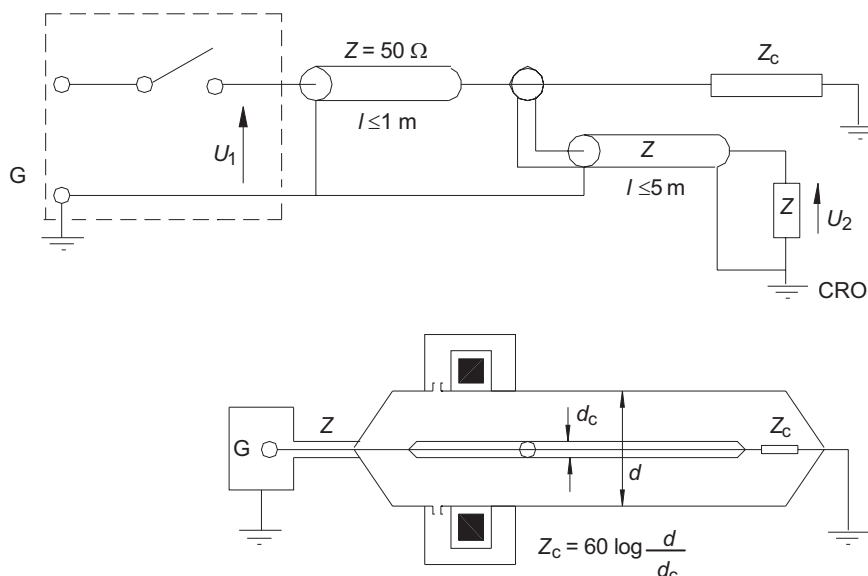
Per altre applicazioni, il circuito di prova deve essere come quello descritto nella Figura 9.



Legenda

G	Generatore di prova
U_1	Tensione della prova
U_2	Tensione trasmessa
CRO	Oscilloscopio

Figura 9 – Misura delle sovratensioni trasmesse: configurazione generale di prova



Legenda

G	Generatore di prova
Z	Terminazione coassiale passante da 50 Ω
CRO	Oscilloscopio a raggio catodico
U_1	Tensione di prova
U_2	Tensione trasmessa
Z	Cavo coassiale da 50 Ω
Z_c	Carico

**Figura 10 – Misura delle sovratensioni trasmesse:
configurazione delle circuito di prova e configurazione di prova di un GIS (CT)**

Il o i terminali dell'avvolgimento o degli avvolgimenti secondari che sono previsti siano messi a terra devono essere collegati al telaio ed alla terra.

La tensione trasmessa (U_2) deve essere misurata sui terminali secondari aperti attraverso un cavo coassiale da 50 Ω , terminato con l'impedenza di ingresso di 50 Ω di un oscilloscopio con larghezza di banda pari a 100 MHz o superiore, in grado di rilevare il valore di picco.

NOTA 1 Altri metodi di prova per evitare l'influenza della strumentazione possono essere concordati tra il costruttore e l'acquirente.

Se il trasformatore di misura comprende più avvolgimenti secondari, la misura deve essere effettuata, in successione, su ciascun avvolgimento.

Nel caso di avvolgimenti secondari con prese intermedie, la misura deve essere effettuata solo sulla presa corrispondente all'intero avvolgimento.

Le sovratensioni trasmesse all'avvolgimento secondario (U_s), in corrispondenza delle sovratensioni specificate (U_p) applicate all'avvolgimento primario, devono essere calcolate come segue:

$$U_s = U_p \times U_2 / U_1$$

Nel caso di oscillazioni sulla cresta, dovrebbe essere tracciata la curva media, e l'ampiezza massima di tale curva viene considerata come il valore di picco U_1 per il calcolo della tensione trasmessa.



NOTA 2 L'ampiezza e la frequenza delle oscillazioni sull'onda della tensione può influenzare la tensione trasmessa.

Si reputa che il trasformatore di misura abbia superato la prova se il valore della sovratensione trasmessa non supera i limiti indicati nella Tabella 9.

7.4.5 Prove meccaniche

Le prove vengono effettuate per dimostrare che un trasformatore di misura sia in grado di soddisfare le prescrizioni specificate in 6.7.

Il trasformatore di misura deve essere completamente assemblato, installato in posizione verticale con il telaio fissato rigidamente.

I trasformatori di misura immersi in un liquido devono essere riempiti con il mezzo di isolamento specificato e sottoposti alla pressione di funzionamento.

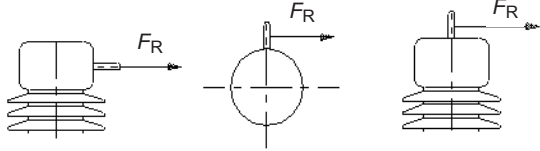
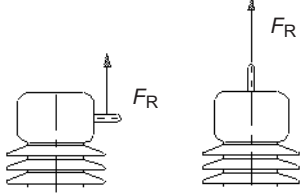
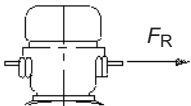
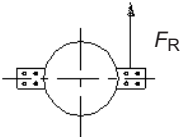
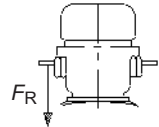
I trasformatori di misura indipendenti con isolamento in gas devono essere riempiti con il gas o con la miscela di gas specificati, alla pressione normale di rifornimento.

Per ciascuna delle condizioni indicate nella Tabella 12, i carichi di prova devono essere aumentati in modo uniforme in 30 s – 90 s sino a raggiungere i valori per i carichi di prova indicati nella Tabella 7. Quando il valore viene raggiunto, viene mantenuto costante per almeno 60 s. Durante questo tempo deve essere misurata la flessione. Il carico di prova deve essere quindi rimosso senza strappi e deve essere registrata la flessione residua.

Si reputa che il trasformatore di misura abbia superato la prova se non vi sono evidenti segni di danni (deformazione, rottura o perdita).



Tabella 12 – Modalità di applicazione dei carichi di prova che devono essere applicati ai terminali primari di linea

Tipo trasformatore di misura	Modalità di applicazione	
Con il terminale di tensione	Orizzontale	
	Verticale	
Con i terminali in cui circola corrente	Orizzontale rispetto a ciascun terminale	
		
	Verticale rispetto a ciascun terminale	
Il carico di prova deve essere applicato al centro del terminale		

7.4.6 Prova di guasto per arco interno

La prova dovrebbe essere effettuata per dimostrare la conformità con quanto indicato in 6.9. Il trasformatore di misura deve essere equipaggiato con tutti gli accessori e deve essere montato in modo da simulare le condizioni di servizio.

La base del trasformatore deve essere montata su un piedistallo di altezza pari ad almeno 500 mm. Nel caso di trasformatori di misura con isolamento in gas, la pressione di riempimento non deve essere inferiore alla pressione nominale di riempimento alla temperatura di 20 °C.

Per la prova di guasto per arco interno, deve essere definita una zona di contenimento circostante l'oggetto in prova, in cui possono esser espulse sue parti. Il diametro di questa zona deve essere uguale al diametro del trasformatore (dimensione maggiore), più il doppio dell'altezza del campione, con un valore minimo di 2 m.



La prova deve essere effettuata, con il trasformatore inizialmente alla temperatura ambiente.

La frequenza della corrente di prova deve essere compresa tra 48 Hz e 62 Hz.

La corrente di prova deve avere uno dei valori specificati in 6.9.

Le tolleranze ammesse sono le seguenti:

- ± 5 % sul valore efficace;
- ± 5 % sulla durata.

La potenza dell'alimentazione deve essere sufficiente a mantenere praticamente sinusoidale la corrente dell'arco di guasto per tutta la durata della prova.

L'arco all'interno dell'oggetto in prova può essere innescato utilizzando un filo di diametro compreso tra 1 mm e 3 mm, posto tra lo schermo ad alta tensione e quello a bassa tensione attraverso l'isolamento principale o con un dispositivo equivalente.

Nel caso dei trasformatori di misura con isolamento in gas, l'innesto dell'arco deve avvenire nell'area di sollecitazione dielettrica maggiore.

Per i trasformatori di misura immersi in olio, il punto di innesco dell'arco deve essere concordato tra il costruttore e l'acquirente.

NOTA Nel caso di trasformatori immersi in olio con nucleo in alto, in molti casi il guasto durante il servizio si verifica inizialmente nella parte superiore dell'isolamento principale. Per i trasformatori di misura immersi in olio a forcella, questa area è generalmente posizionata nella parte inferiore dell'isolamento principale.

Si reputa che il trasformatore di misura abbia superato la prova se i criteri di prestazione descritti in 6.9 sono soddisfatti.

Nel caso in cui un trasformatore di misura abbia un progetto simile ad uno già qualificato, il costruttore deve fornire la documentazione che dimostri la capacità del trasformatore non qualificato di sopportare un guasto causato da un arco interno, senza che sia necessario dover effettuare altre prove aggiuntive.

7.4.7 Prove di tenuta dell'involucro a temperature alte e basse

La prova di tenuta dell'involucro dei trasformatori di misura con isolamento in gas deve dimostrare la conformità con le prescrizioni indicate in 6.2.4.2 e deve essere effettuata sul trasformatore completo, ai valori limite estremi della categoria di temperatura specificata.

Il metodo di prova per sistemi chiusi sottopressione deve essere quello cumulativo, come specificato nella IEC 60068-2-17 (metodo di prova 1 della prova Qm).

Tutte le aperture presenti nell'involucro del trasformatore devono essere sigillate con il dispositivo di sigillatura originale.

La posizione del trasformatore può essere diversa da quella in servizio a causa dei vincoli dovuti alle limitazioni fisiche della camera ambientale.

La temperatura ambiente deve essere misurata con almeno tre sensori posti a circa 0,3 m dal trasformatore ed equamente distribuiti lungo la sua altezza.

La prova deve essere iniziata dopo almeno 1 h dal completamento del riempimento del trasformatore di misura, in modo da permettere la stabilizzazione del flusso di perdita.



Devono essere effettuate due serie di prove come segue:

- la misura del tasso di perdita deve essere effettuata ad una temperatura di $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$;
- la temperatura della camera ambientale deve essere diminuita (o aumentata) sino a raggiungere il limite inferiore (o superiore) corrispondente alla categoria climatica del trasformatore, con una velocità media di $\pm 10 \text{ K/h}$;
- il trasformatore deve essere mantenuto alla temperatura minima (o massima) per almeno 24 h, con una tolleranza di $\pm 5 \text{ K}$, prima di effettuare la misura del tasso di perdita;
- la misura del tasso di perdita viene effettuata a temperatura bassa (o alta);
- la temperatura della camera ambientale deve essere aumentata (o diminuita) sino a raggiungere la temperatura ambiente, con una velocità media di $\pm 10 \text{ K/h}$;
- la misura del tasso di perdita viene effettuata dopo che il trasformatore si sia stabilizzato alla temperatura ambiente di $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$.

7.4.8 Prova del punto di rugiada del gas

Il punto di rugiada del gas deve essere determinato 24 h dopo riempimento del gas, come prova individuale o a campione, allo scopo di dimostrare la conformità con le prescrizioni indicate in un 6.2.2.

La determinazione del punto di rugiada deve essere effettuata in conformità con le Norme IEC 60376 o IEC 60480, 24 h dopo il rifornimento.

Se non diversamente concordato, la scelta della modalità di prova è lasciata al costruttore.

7.4.9 Prova di corrosione

7.4.9.1 Procedura di prova

Dovrebbe essere effettuata la prova specifica di corrosione conforme alla corrispondente Norma IEC; si faccia riferimento alla IEC 60068-1.

La prova può essere effettuata su modelli rappresentativi che utilizzano gli stessi materiali del trasformatore di misura considerato.

ESEMPIO

- L'apparecchiatura deve essere sottoposta alla prova ambientale Ka (nebbia salina) conforme alla IEC 60068-2-11. La durata della prova è di 168 h.
- Inoltre, nel caso di superfici verniciate, la resistenza alle atmosfere umide contenenti anidride solforosa deve essere verificata in conformità con la ISO 3231.

7.4.9.2 I criteri di superamento della prova

- La tenuta del modello rappresentativo non deve essere influenzata dalla corrosione, sia a livello di esame visivo che di misura.
- Se la superficie è verniciata, non deve notarsi alcuna traccia di degrado.
- La funzionalità considerata del modello rappresentativo non deve venire influenzata.
- Lo smontaggio degli assiemi non deve essere influenzato.
- L'eventuale grado di corrosione dovrebbe essere indicato nel rapporto della prova.



7.4.10 Prova di pericolo d'incendio

Si veda l'Allegato C.

7.5 Prove a campione

Si veda l'Allegato D.

8 Regole per il trasporto, l'immagazzinamento, la messa in opera, il funzionamento e la manutenzione

Si veda l'Allegato B.

9 Sicurezza

Le apparecchiature ad alta tensione possono essere sicure solo quando installate in modo conforme alle proprie regole di installazione, utilizzate e mantenute secondo le istruzioni del costruttore per quanto riguarda gli:

- aspetti elettrici;
- aspetti meccanici;
- aspetti termici.

Le apparecchiature ad alta tensione devono essere fatte funzionare e mantenute solamente da personale competente. Quando possibile, devono essere accessibili solo a tale personale, nel caso sia possibile un accesso non limitato ai trasformatori di misura, possono essere necessarie ulteriori misure di sicurezza.

10 Influenza dei prodotti sull'ambiente naturale

La necessità di ridurre al minimo l'impatto dei trasformatori di misura durante tutte le loro fasi di vita sull'ambiente naturale è ora riconosciuta.

La guida 109 della IEC fornisce indicazioni riguardo al livello di impatto del ciclo di vita, del riciclaggio e dello smaltimento al termine della vita del trasformatore.

Il costruttore dovrebbe specificare le informazioni relative a tutti gli aspetti ambientali del trasformatore di misura durante la vita, lo smontaggio delle apparecchiature ed il loro smaltimento.



Annex A (normativo)

Identificazione del campione in prova

A.1 Generalità

I dati e i disegni che seguono, a seconda di come applicabile, devono essere forniti dal costruttore al laboratorio di prova, per ciascuna prova e campione (ma non devono essere necessariamente inclusi nel rapporto di prova). Le informazioni che devono essere allegate nel rapporto di prova sono riportate in 7.2.1.2.

A.2 Dati

- nome del costruttore;
- designazione del tipo, caratteristiche nominali e numero di serie dell'IT;
- descrizione generale dell'IT;
- caratteristiche nominali dei fusibili collegati e degli eventuali dispositivi di protezione.

A.3 Disegni

Esempi di disegni che devono essere presentati

Disegni che devono essere presentati	Contenuto dei disegni (a seconda di come applicabile)
Schema del circuito	Designazioni di tipo dei componenti principali
Descrizione generale	Dimensioni complessive Involucro (i) Dispositivi di controllo della pressione Parti conduttrici del circuito principale Conessioni di terra Distanza di isolamento in aria verso terra Tipo e livello dell'isolamento in liquido o in gas Posizione e designazione di tipo degli isolatori
Schemi dettagliati degli isolatori	Materiale Dimensioni (inclusa la sagoma e le distanze superficiali)
Schemi dettagliati delle parti del circuito principale e dei componenti associati	Dimensioni e materiali utilizzati per le parti principali Dettagli relativi ai terminali (dimensioni, materiali principali e secondari)
Schema elettrico dei circuiti ausiliari e di controllo (se applicabile)	Designazione di tipo di tutti i componenti



Annex B (informativo)

Regole per il trasporto, l'immagazzinamento, la messa in opera, il funzionamento e la manutenzione

B.1 Generalità

È essenziale che il trasporto, l'immagazzinamento e l'installazione dei trasformatori di misura, come pure il loro funzionamento e la manutenzione in servizio, vengano effettuati secondo le istruzioni indicate dal costruttore.

Di conseguenza, il costruttore dovrebbe fornire puntuali istruzioni relative al trasporto, l'immagazzinamento, l'installazione, il funzionamento e alla manutenzione dei trasformatori di misura.

B.2 Condizioni durante il trasporto, l'immagazzinamento e l'installazione

Dovrebbe essere stipulato un accordo speciale tra il costruttore e l'acquirente nei casi in cui le condizioni di servizio definite nell'ordine non possano essere garantite durante il trasporto e l'immagazzinamento. Può essere essenziale adottare precauzioni speciali per la protezione dell'isolamento durante il trasporto, l'immagazzinamento, l'installazione e prima di alimentare il dispositivo, allo scopo di impedire l'assorbimento di umidità dovuto, per esempio, alla pioggia, alla neve o alla formazione di condensa. Le vibrazioni durante il trasporto dovrebbero essere tenute in considerazione. Dovrebbero essere fornite istruzioni appropriate.

I trasformatori di misura con isolamento in gas dovrebbero essere riforniti ad un livello di pressione sufficiente a mantenere un valore di pressione positivo durante il trasporto. La pressione di riempimento in fabbrica di $1,3 \times 10^5$ Pa assoluti a 20 °C risulta appropriata per tutte le categorie di temperatura dei trasformatori di misura della IEC.

B.3 Installazione

B.3.1 Generalità

Per ciascun tipo di trasformatore di misura, le istruzioni di installazione fornite dal costruttore dovrebbero, almeno, includere gli elementi riportati nel seguito.

B.3.2 Disimballaggio e sollevamento

Dovrebbero essere fornite le informazioni richieste per il disimballaggio e il sollevamento in sicurezza, compresi i dettagli relativi a tutti i dispositivi di sollevamento e posizionamento necessari.

All'arrivo, e prima del rifornimento finale, il trasformatore di misura dovrebbe essere controllato secondo le istruzioni del costruttore. Per i trasformatori di misura con isolamento in gas, la pressione del gas misurata alla temperatura ambiente dovrebbe essere superiore alla pressione atmosferica.

B.3.3 Assemblaggio

Quando il trasformatore di misura non è completamente assemblato per il trasporto, tutte le unità di trasporto dovrebbero essere chiaramente contrassegnate. I disegni che mostrano l'assemblaggio di tali parti dovrebbero essere forniti insieme al trasformatore di misura.



B.3.4 Montaggio

Le istruzioni per il montaggio dei trasformatori di misura, dei dispositivi di manovra e delle apparecchiature ausiliarie dovrebbero comprendere informazioni sufficientemente dettagliate relative alla dislocazione ed alle fondamenta, in modo da permettere la completa predisposizione del sito di installazione.

B.3.5 Collegamenti

Le istruzioni dovrebbero includere le informazioni relative a:

- a) il collegamento dei conduttori, comprese le necessarie avvertenze per prevenire il surriscaldamento e le sollecitazioni non necessarie dei trasformatori di misura e per permettere adeguate distanze di isolamento in aria;
- b) il collegamento dei circuiti ausiliari;
- c) il collegamento degli eventuali sistemi di isolamento in liquido o in gas, comprese le dimensioni e la disposizione delle tubature;
- d) il collegamento della messa a terra;
- e) il tipo di cavo che deve essere collegato ai terminali secondari: il costruttore dovrebbe indicare quello raccomandato.

B.3.6 Ispezione finale dell'installazione

Dovrebbero essere fornite istruzioni relative all'ispezione e alle prove che dovrebbero essere effettuate dopo che il trasformatore di misura è stato installato e tutte le connessioni siano state completate.

Queste istruzioni dovrebbero comprendere:

- Il programma delle prove in sito raccomandate per stabilire il corretto funzionamento;
- le procedure per effettuare eventuali regolazioni che possano essere necessarie per il corretto funzionamento;
- le raccomandazioni per le eventuali misure che dovrebbero essere effettuate e registrate per facilitare le future scelte di manutenzione;
- le istruzioni relative all'esame finale ed alla messa in servizio.

NOTA Nel caso di sistemi ottici, è importante verificare la loro integrità ed effettuare le prove di funzionamento durante l'ispezione finale, per accertarsi che le fibre ottiche che non siano state danneggiate durante l'installazione.

I risultati delle prove e dell'ispezione dovrebbero essere registrati in un rapporto di messa in servizio.

I trasformatori di misura con l'isolamento in gas dovrebbero essere sottoposti alla seguente verifica finale:

- Misura della pressione del gas

La pressione del gas misurata al termine di un rifornimento in condizioni atmosferiche normalizzate (20 °C e 101,3 kPa) non dovrebbe essere inferiore alla pressione di riempimento nominale.

- Misura del punto di rugiada

Il punto di rugiada del gas alla pressione nominale di riempimento non dovrebbe essere superiore a -5 °C, quando misurato alla temperatura di 20 °C. Dovrebbero essere applicate correzioni adeguate per le misure effettuate a temperature diverse.



- Controllo di tenuta dell'involucro

La verifica per i sistemi sotto pressione chiusi dovrebbe essere effettuata con il metodo della sonda, come specificato per la prova individuale (7.3.7.1). La verifica dovrebbe iniziare almeno 1 h dopo il rifornimento del trasformatore, allo scopo di permettere la stabilizzazione del flusso di perdita. La verifica può essere limitata alle guarnizioni, ai dispositivi di protezione dalle sopra pressioni, alle valvole, ai terminali, ai manometri, ai sensori di temperatura, eccetera, utilizzando un rilevatore di perdite adeguato.

B.4 Funzionamento

Le istruzioni fornite dal costruttore dovrebbero contenere le seguenti informazioni:

- una descrizione generale dell'apparecchiatura, con particolare attenzione alla descrizione tecnica delle sue caratteristiche e di tutte le caratteristiche funzionali fornite, in modo che l'acquirente abbia un'adeguata comprensione dei principali principi applicati;
- la corrente minima di attivazione (quando applicabile);
- una descrizione delle caratteristiche di sicurezza delle apparecchiature e del loro funzionamento;
- quando utile, una descrizione delle azioni che devono essere intraprese per la manipolazione dell'apparecchiatura durante la manutenzione e le prove.

B.5 Manutenzione

Generalità

L'efficacia della manutenzione dipende principalmente dal modo in cui le istruzioni sono state redatte dal costruttore e recepite dall'acquirente.

Raccomandazioni per il costruttore

- a) Il costruttore dovrebbe stilare un manuale per la manutenzione che comprenda le seguenti informazioni:

- 1) La frequenza con cui viene effettuata la manutenzione e la sua durata effettiva.
- 2) Una descrizione dettagliata dei lavori di manutenzione.
 - il luogo raccomandato per effettuare la manutenzione (all'interno, all'esterno, in fabbrica, in sito, ecc.);
 - le procedure di ispezione, le prove di diagnostica, l'esame, la revisione, la verifica di funzionalità (i limiti per i valori e le tolleranze, per esempio l'efficienza di funzionamento dei componenti opto-elettrici);
 - i riferimenti a disegni;
 - i riferimenti ai numeri identificativi delle parti (quando applicabile);
 - l'utilizzo di apparecchiature o strumenti speciali (agenti pulenti o sgrassanti);
 - le precauzioni che devono essere osservate (ad esempio la pulizia).
- 3) Disegni comprensibili dei dettagli dei trasformatori di misura che rivestono importanza per la manutenzione, con una chiara identificazione (numero identificativo della parte e descrizione) degli assiemi, dei sotto-assiemi e delle parti significative.

NOTA Disegni dettagliati ingranditi che indichino la posizione relativa dei componenti negli assiemi e nei sotto assiemi sono un metodo di illustrazione raccomandato.

- 4) Un elenco delle parti di ricambio consigliate (descrizione, numero di riferimento, quantità, ecc.) e le avvertenze relative all'immagazzinamento.
- 5) Una stima del tempo previsto per programmare la manutenzione.
- 6) Il comportamento al termine della vita in servizio dell'apparecchiatura, tenendo conto delle prescrizioni ambientali.



- b) Il costruttore dovrebbe informare, quando necessario, gli utilizzatori sulle azioni correttive da intraprendere in caso di possibili difetti e guasti sistematici.
- c) Disponibilità di parti di ricambio: il costruttore dovrebbe avere la responsabilità di assicurare la disponibilità in modo continuativo delle parti di ricambio raccomandate richieste per la manutenzione, per un periodo non inferiore di 10 anni dalla data di fabbricazione finale del trasformatore di misura.

Raccomandazioni per l'acquirente

- a) Se l'acquirente desidera prendersi carico di effettuare la manutenzione, dovrebbe essere sicuro che il proprio personale sia adeguatamente qualificato e abbia una conoscenza dettagliata del trasformatore di misura.
- b) L'acquirente dovrebbe registrare le seguenti informazioni:
 - il numero di serie e il tipo di trasformatore di misura;
 - la data in cui il trasformatore di misura è stato messo il servizio;
 - il risultato di tutte le misure e prove, comprese le prove di diagnostica, effettuate durante la vita del trasformatore di misura;
 - le date ed il livello dei lavori di manutenzione effettuati;
 - la cronologia dell'assistenza, incluse le registrazioni delle misure effettuate sui trasformatori di misura durante e successivamente a condizioni di funzionamento speciali (ad esempio un guasto e lo stato di funzionamento successivo a tale guasto);
 - i riferimenti ad eventuali rapporti dei guasti.
- c) Nel caso di un guasto e difetti, l'acquirente dovrebbe stendere un rapporto del guasto e informare il costruttore, indicando le circostanze speciali e le misure adottate. A seconda della natura del guasto, l'analisi di tale guasto dovrebbe essere effettuata in collaborazione con il costruttore.
- d) Nel caso di smontaggio per una successiva re-installazione, l'acquirente deve registrare la durata e le condizioni di immagazzinamento.

B.6 Rapporto di guasto

Lo scopo del rapporto di guasto è quello di normalizzare la registrazione dei guasti dei trasformatori di misura con i seguenti obiettivi:

- descrivere il guasto utilizzando una terminologia comune;
- fornire dati per le statistiche dell'acquirente;
- fornire informazioni di ritorno significative per il costruttore.

Quanto segue fornisce una guida su come stilare il rapporto dei guasti.



Il rapporto di guasto dovrebbe includere quanto segue, nel caso in cui tali dati siano disponibili:

a) Identificazione dei trasformatori di misura guasti:	
– nome della sottostazione;	
– identificativi del trasformatore di misura (costruttore, tipo, numero di serie, caratteristiche);	
– costruzione del trasformatore di misura (isolamento in olio o in SF ₆ , indipendente o sostenuto da sbarre, accoppiato meccanicamente o meno ad un interruttore);	
– tecnologia utilizzata per il trasformatore di misura; (bobina con nucleo ad aria, con nucleo in ferro, ottico);	
– posizione (all'interno, all'esterno);	
– involucro.	
b) Storia del trasformatore di misura:	
– rapporto storico del suo immagazzinamento;	
– data di messa in servizio dell'apparecchiatura;	
– data in cui si è verificato un guasto/rilevato un difetto;	
– data dell'ultima manutenzione;	
– data dell'ultima ispezione dell'indicatore del livello dell'olio	
– dettagli di eventuali modifiche apportate all'apparecchiatura successivamente alla fabbricazione;	
– condizione dei trasformatori di misura quanto è stato rilevato un guasto/difetto (durante servizio, la manutenzione ecc.).	
c) identificazione del sotto-assieme/componente responsabile del guasto/difetto primario:	
– componenti sottoposti ad alta tensione;	
– circuiti elettrici di comando ed ausiliari;	
– altri componenti.	
d) sollecitazioni che si suppone abbiano contribuito al guasto/difetto	
– condizioni ambientali (temperatura, vento, neve, ghiaccio, inquinamento, fulmini, ecc.).	
– condizioni della rete (operazione di commutazione, guasto di altre apparecchiature, ecc.)	
– altre	
e) Classificazione del guasto/difetto	
– guasto principale;	
– guasto secondario;	
– difetto.	
f) Origine e causa del guasto/difetto	
– origine (meccanica, elettrica, elettronica, di tenuta se applicabile);	
– causa secondo l'opinione di chi ha redatto il rapporto (il progetto, la fabbricazione, le istruzioni inadeguate, il montaggio non corretto, la manutenzione non corretta, sollecitazioni che eccedono i livelli specificati, ecc.).	
g) Conseguenze del guasto o del difetto	
– durata di fuori servizio del trasformatore di misura;	
– tempo richiesto per la riparazione;	
– costo della manodopera;	
– costo delle parti di ricambio.	



Il rapporto del guasto può comprendere le seguenti informazioni:

- disegni, schizzi;
- fotografie dei componenti guasti;
- schema unifilare della stazione;
- registrazioni o grafici;
- il riferimento al manuale di manutenzione.



Annex C (informativo)

Pericolo d'incendio

C.1 Pericolo d'incendio

Dato che esiste un pericolo d'incendio, la probabilità che questo si verifichi dovrebbe essere contenuta durante le condizioni di uso normale e anche nel caso di un uso anormale, di un malfunzionamento o di un guasto prevedibili.

Il primo obiettivo è quello di prevenire l'incendio dovuto a parti alimentate elettricamente. Il secondo è quello di limitare l'impatto del fuoco.

Quando possibile, i materiali dovrebbero essere scelti oppure le parti progettate, in modo tale da ritardare la propagazione del fuoco nell'apparecchiatura e da ridurre gli effetti dannosi sull'ambiente circostante.

Nel caso in cui le prestazioni del prodotto richiedano l'uso di materiali infiammabili, il progetto dovrebbe prendere in considerazione le caratteristiche di ritardo alla fiamma, quando possibile.

Le informazioni fornite dal costruttore dovrebbero permettere all'acquirente di effettuare una valutazione dei rischi durante il funzionamento normale e anormale.

Nella Tabella C.1 è fornita una guida in tal senso.

Tabella C.1 – Pericolo d'incendio dei prodotti elettrotecnici

Guida per la valutazione del pericolo d'incendio	Minimizzazione dei pericoli tossici dovuti al fuoco
IEC 60695-1-1	IEC 60695-7-1

C.2 Prova di infiammabilità

Quando richiesta, viene effettuata sulla base della IEC 60695-1-30 e della IEC 60695-7-1.



Annex D (informativo)

Prova a campione

D.1 Definizione della prova a campione

Prova di tipo o prova speciale effettuata su uno o più trasformatori di misura completi selezionati da un lotto di produzione specifico.

D.2 Prove a campione

Allo scopo di monitorare l'adeguatezza richiesta della produzione di serie, il costruttore dovrebbe definire, applicare e documentare il programma di prove a campione in funzione delle quantità di produzione (ad esempio ciascun gruppo di 300 unità dello stesso tipo definite dallo stesso rapporto di prove di tipo).

La prova a campione raccomandata è la prova ad impulso atmosferico sui terminali primari.



Bibliografia

IEC 60028: *International standard of resistance for copper*

NOTA Armonizzata nella serie EN 60068-2 (non modificata).

IEC 60038: *IEC standard voltages*

NOTA Armonizzata come HD 472 s2:1989 (modificata), con il seguente titolo “*tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione*”, (Norma CEI 8-6).

IEC 60068-2: *Environmental testing – Part 2: tests A: Cold*

IEC 60071-2: *Insulation co-ordination – Part 2: Application guide*

NOTA Armonizzata come EN 60071-2:1997 (non modificata).

IEC 60121: *Recommendation for commercial annealed aluminium electrical conductor wire*

IEC 60255-22-1: *Electrical relays – Part 22-1: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment – 1 MHz burst immunity tests*

NOTA Armonizzata come EN 60565:2007 (non modificata).

IEC 60565: *Underwater acoustics – Hydrophones – Calibration in the frequency range 0,01 Hz to 1 MHz*

NOTA Armonizzata come EN 60565:2007 (non modificata).

IEC 60599: *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*

NOTE Armonizzata come EN 60599:1999 (non modificata).

IEC 60660: *Insulators – Tests on indoor post insulators of organic material for systems with nominal voltages greater than 1 kV up to but not including 300 kV*

NOTA Armonizzata come EN 60660:1999 (non modificata).

IEC 60664-1: *Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests*

NOTE Armonizzata come EN 60664-1:2007 (non modificata).

IEC 60869: *Fibre optic attenuators*

NOTE Armonizzata nella serie EN 60869 (non modificata).

IEC 60943: *Guidance concerning the permissible temperature rise for parts of electrical equipment in particular for terminals*

IEC 61000 (all parts): *Electromagnetic compatibility (EMC)*

NOTA Armonizzata nella serie EN 61000 (modificata).

IEC 61109: *Composite insulation for a.c. overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V. Definitions, test methods and acceptance criteria*

NOTE Armonizzata come EN 61109:2008 (non modificata).

IEC 61161: *Ultrasonics – Power measurement – Radiation force balances and performance requirements*

NOTE Armonizzata come EN 61161:2007 (non modificata)



IEC 61181: *Mineral oil-filled electrical equipment – Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment*

| NOTE Armonizzata come EN 61181:2007 (non modificata).

IEC 62271-100: *High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers*

CISPR 11: *Industrial, scientific and medical (ISM) radio frequency equipment – Electromagnetic disturbance characteristics – Limits and method of measurement*

| NOTA Armonizzata come EN 55011:2007 (modificata).

CISPR 16-1-1: *Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods – Part 1: Radio disturbance and immunity measuring apparatus*

| NOTA Armonizzata come EN 55016-1-1:2007 (non modificata).

ISO 9001: *Quality management systems – Requirements*

| NOTE Armonizzata come EN ISO 9001:2008 (non modificata).



Allegato ZA (normativo)

Riferimenti normativi alle Pubblicazioni Internazionali con le corrispondenti Pubblicazioni Europee

I seguenti documenti di riferimento sono indispensabili per l'applicazione del presente documento. In caso di riferimenti datati, si applica solo l'edizione indicata. In caso di documenti non datati, si applica l'ultima edizione (incluse eventuali Modifiche) della Pubblicazione indicata.

NOTA Quando la Pubblicazione Internazionale è stata modificata da modifiche comuni CEI, indicate con (mod), si applica la corrispondente EN/HD.

<u>Pubblicazione</u>	<u>Anno</u>	<u>Titolo</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Anno</u>	<u>Norma CEI</u>
IEC 60060-1	- ¹	Tecniche di prova ad alta tensione - Parte 1: Definizioni e prescrizioni generali relative alle prove	HD 588.1 S1	1991 ²	42-4
IEC 60068-2-11	- ¹	Prove ambientali - Parte 2: Prove - Prova Ka: Nebbia salina	EN 60068-2-11	1999 ²	104-17
IEC 60068-2-17	- ¹	Prove ambientali - Parte 2: Prove - Prova Q: Tenuta	EN 60068-2-17	1994 ²	50-7
IEC 60068-2-75	- ¹	Prove ambientali - Parte 2: Prove - Prova Eh: Prove con martello	EN 60068-2-75	1997 ²	104-1
IEC 60071-1	- ¹	Coordinamento dell'isolamento - Parte 1: Definizioni, principi e regole	EN 60071-1	2006 ²	28-5
IEC 60085	- ¹	Isolamento elettrico - Valutazione termica e designazione	EN 60085	2008 ²	15-26
IEC 60270	- ¹	Tecniche di prova in alta tensione - Misure di scariche parziali	EN 60270	2001 ²	42-3
IEC 60296	- ¹	Fluidi per applicazioni elettrotecniche - Oli minerali isolanti nuovi per trasformatori e per apparecchiature elettriche	EN 60296 + corr. Settembre	2004 ² 2004	10-1
IEC 60376	- ¹	Specifiche di qualità tecnica per esafluoruro di zolfo (SF ₆) per utilizzo in apparecchiature elettrotecniche	EN 60376	2005 ²	10-7
IEC 60417	Data- base	Segni grafici da utilizzare sulle apparecchiature - Parte 2: Segni originali	—	—	3-50
IEC 60455	Serie	Composti reattivi a base di resine usati per isolamento elettrico	EN 60455	Serie	Vedi CT 15
IEC 60480	- ¹	Linee guida per il controllo e il trattamento dell'esafluoruro di zolfo (SF ₆) prelevato da apparecchiature elettriche e specifiche per il suo riutilizzo	EN 60480	2004 ²	10-40

¹ Riferimento non datato.

² Edizione valida alla data di pubblicazione.



<u>Pubblicazione</u>	<u>Anno</u>	<u>Titolo</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Anno</u>	<u>Norma CEI</u>
IEC 60529	- ¹	Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)	EN 60529 + corr. Maggio	1991 ² 1993	70-1
IEC 60567	- ¹	Apparecchiature elettriche riempite d'olio - Campionamento di gas e olio per l'analisi dei gas liberi e disciolti - Linee guida	EN 60567	2005 ²	10-23
IEC 60694	- ¹	Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione	EN 60694 + corr. Maggio	1996 ³ 1999	17-21
IEC 60695-1-1	- ¹	Prove relative ai pericoli di incendio - Parte 1-1: Guida per la valutazione dei pericoli di incendio dei prodotti elettrotecnici - Guida generale	EN 60695-1-1	2000 ²	89-7
IEC 60695-1-30	- ¹	Prove relative ai pericoli di incendio - Parte 1-30: Guida per la valutazione dei pericoli di incendio dei prodotti elettrotecnici - Utilizzo delle procedure di prova di preselezione	EN 60695-1-30	2008 ²	89-21
IEC 60695-7-1	- ¹	Prove relative ai rischi di incendio - Parte 7-1: Tossicità degli effluenti del fuoco - Guida generale	EN 60695-7-1	2004 ²	89-8
IEC 60721-3-3	- ¹	Classificazione delle condizioni ambientali - Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità - Sezione 3: Uso in posizione fissa in luoghi protetti dalle intemperie	EN 60721-3-3	1995 ²	75-9
IEC/TR 60815	- ¹	<i>Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions</i>	—	—	—
IEC 60867	- ¹	Liquidi isolanti - Specifiche per liquidi nuovi a base di idrocarburi aromatici sintetici	EN 60867	1994 ²	10-16
IEC 61462	- ¹	Involucri isolanti compositi – Involucri pressurizzati e non pressurizzati per apparecchiature elettriche con tensione nominale superiore a 1 000 V - Definizioni, metodi di prova, criteri di accettazione e raccomandazioni per il progetto	EN 61462	2007 ²	36-37
IEC/TR 61634	- ⁴	<i>High-voltage switchgear and controlgear - Use and handling of sulphur hexafluoride (SF₆) in high-voltage switchgear and controlgear</i>	—	—	—

³ EN 60694:1996 è sostituita dalla EN 62271-1:2008, che si basa sulla IEC 62271-1:2007.

⁴ IEC/TR 61643 è sostituita dalla IEC/TR 62271-303:2008, armonizzata come CLC/TR 62271-303:2009.



<u>Pubblicazione</u>	<u>Anno</u>	<u>Titolo</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Anno</u>	<u>Norma CEI</u>
IEC 62155 (mod) - ¹		Involucri isolanti pressurizzati e non pressurizzati in materiale ceramico e vetro per apparecchiature elettriche con tensione nominale superiore a 1 000 V	EN 62155	2003 ²	36-30
IEC 62262 - ¹		Gradi di protezione degli involucri per apparecchiature elettriche contro impatti meccanici esterni (Codice IK)	EN 62262	2002 ²	70-4
IEC 62271-2 - ¹		<i>High-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Seismic qualification for rated voltages of 72,5 kV and above</i>	EN 62271-2	2003 ⁵	-
IEC 62271-203 - ¹		Apparecchiatura ad alta tensione - Parte 203: Apparecchiatura di manovra con involucro metallico con isolamento in gas per tensioni nominali superiori a 52 kV	EN 62271-203	2004 ²	17-15
CISPR 18-2 - ¹		<i>Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment - Part 2: Methods of measurement and procedure for determining limits</i>	—	—	—
IEC Guide 109 - ¹		<i>Environmental aspects - Inclusion in electrotechnical product standards</i>	—	—	—
ISO 3231 - ¹		<i>Paints and varnishes - Determination of resistance to humid atmospheres containing sulphur dioxide</i>	—	—	—

⁵ EN 62271-2:2003 è sostituita dalla EN 62271-207:2007, che si basa sulla IEC 62271-207:2007.



Allegato ZZ (informativo)

Requisiti essenziali delle Direttive Comunitarie soddisfatti dalla presente Norma

La presente Norma Europea è stata preparata su mandato accordato al CENELEC dalla Commissione Europea e dall'Associazione Europea per il Libero Scambio (EFTA) e, relativamente al suo campo di applicazione, soddisfa tutti requisiti essenziali indicati nell'articolo 1 dell'Allegato I della Direttiva 2004/108/CE.

La conformità alla presente Norma costituisce un mezzo per soddisfare i requisiti essenziali della Direttiva/e interessata/e.

AVVERTENZA: Possono essere applicabili altri requisiti e altre Direttive ai prodotti che rientrano nel campo di applicazione della presente Norma.

NOTA La EN 61869-1:2009 non fornisce il presupposto di conformità in assenza di altra parte della Norma.





Versione originale documento



FOREWORD

The text of document 38/360/FDIS, future edition 1 of IEC 61869-1, prepared by IEC TC 38, Instrument transformers, was submitted to the IEC-CENELEC parallel vote and, together with a number of editorial modifications drafted by the Technical Committee CENELEC TC 38X, Instrument transformers, to answer the EMC Consultant's remarks, it was approved by CENELEC as EN 61869-1 on 2009-07-01.

The following dates were fixed:

- latest date by which the EN has to be implemented
at national level by publication of an identical
national standard or by endorsement (dop) 2010-04-01
- latest date by which the national standards conflicting
with the EN have to be withdrawn (dow) 2012-07-01

This European Standard has been prepared under a mandate given to CENELEC by the European Commission and the European Free Trade Association and covers essential requirements of EC Directive 2004/108/EC. See Annex ZZ.

IEC TC 38 decided to restructure the whole set of stand-alone standards in the IEC 60044 series and transform it into a new set of standards composed of general requirements documents and specific requirements documents.

This standard is the first issue of this new series and can be regarded as a Product Family standard. It contains the general requirements for instrument transformers and shall be read in conjunction with the relevant specific requirements standard for the instrument transformer concerned.

An overview of the planned set of standards is given below:

PRODUCT FAMILY STANDARDS		PRODUCT STANDARD	PRODUCTS	OLD STANDARD
61869-1 GENERAL REQUIREMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS		61869-2	CURRENT TRANSFORMERS	60044-1
		61869-3	INDUCTIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-2
		61869-4	COMBINED TRANSFORMERS	60044-3
		61869-5	CAPACITIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-5
		61869-6	CURRENT TRANSFORMERS FOR TRANSIENT PERFORMANCE	60044-6
	61869-9 ADDITIONAL REQUIREMENTS AND DIGITAL INTERFACE FOR ELECTRONIC INSTRUMENT TRANSFORMERS	61869-7	ELECTRONIC VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-7
		61869-8	ELECTRONIC CURRENT TRANSFORMERS	60044-8
		61869-10	LOW-POWER STAND-ALONE CURRENT SENSORS	



This standard covers all general requirements formerly found in the stand-alone standards of the EN 60044 series. Additionally, it introduces some technical innovations:

- requirements for gas-insulated instrument transformers,
- additional special tests,
- requirements for internal arc fault protection,
- requirements for degrees of protection by enclosure,
- requirements for resistance to corrosion,
- requirements for safety and environmental concerns.

Annexes ZA and ZZ have been added by CENELEC.

ENDORSEMENT NOTICE

The text of the International Standard IEC 61869-1:2007 was approved by CENELEC as a European Standard with agreed common modifications pointed out by a vertical bar.



CONTENTS

1	Scope	74
2	Normative references	74
3	Terms and definitions	74
3.1	General definitions	74
3.2	Definitions related to dielectric ratings.....	75
3.3	Definitions related to current ratings.....	76
3.4	Definitions related to accuracy	76
3.5	Definitions related to other ratings.....	77
3.6	Definitions related to gas insulation.....	78
3.7	Index of abbreviations.....	79
4	Normal and special service conditions.....	79
4.1	General.....	79
4.2	Normal service conditions	80
4.3	Special service conditions.....	81
4.4	System earthing	82
5	Ratings	82
5.1	General.....	82
5.2	Highest voltage for equipment.....	82
5.3	Rated insulation levels.....	84
5.4	Rated frequency	85
5.5	Rated output.....	85
5.6	Rated accuracy class.....	85
6	Design and construction	85
6.1	Requirements for liquids used in equipment	85
6.2	Requirements for gases used in equipment	86
6.3	Requirements for solid materials used in equipment	87
6.4	Requirements for temperature rise of parts and components.....	87
6.5	Requirements for earthing of equipment.....	89
6.6	Requirements for the external insulation	89
6.7	Mechanical requirements	91
6.8	Multiple chopped impulse on primary terminals.....	92
6.9	Internal arc fault protection requirements	92
6.10	Degrees of protection by enclosures	93
6.11	Electromagnetic Compatibility (EMC)	94
6.12	Corrosion	97
6.13	Markings	97
6.14	Fire hazard.....	97



7	Tests.....	98
7.1	General.....	98
7.2	Type tests	99
7.3	Routine tests	106
7.4	Special tests.....	110
7.5	Sample tests	118
8	Rules for transport, storage, erection, operation and maintenance	118
9	Safety	118
10	Influence of products on the natural environment	118
Annex A (normative) Identification of test specimen		119
Annex B (informative) Rules for transport, storage, erection, operation and maintenance		120
Annex C (informative) Fire hazard		126
Annex D (informative) Sample test		127
Bibliography		128
Annex ZA (normative) Normative references to international publications with their corresponding European publications		130
Annex ZZ (informative) Coverage of Essential Requirements of EC Directives		133



INSTRUMENT TRANSFORMERS –

Part 1: General requirements

1 Scope

This International Standard is applicable to newly manufactured instrument transformers with analogue or digital output for use with electrical measuring instruments or electrical protective devices having rated frequencies from 15 Hz to 100 Hz.

This standard is a product family standard and covers general requirements only. For each kind of instrument transformer the product standard is composed by this standard and the relevant specific standard.

2 Normative references

The following referenced documents* are essential for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

3.1 General definitions

3.1.1

instrument transformer

transformer intended to transmit an information signal to measuring instruments, meters and protective or control devices or similar apparatus

[IEV 321-01-01, modified]

3.1.2

enclosure

housing affording the type and degree of protection suitable for the intended application

[IEV 826-12-20]

3.1.3

primary terminals

terminals to which the voltage or current to be transformed is applied

3.1.4

secondary terminals

terminals which transmit an information signal to measuring instruments, meters and protective or control devices or similar apparatus

* **Editor's note:** For the list of Publications, see Annex ZA.



3.1.5

secondary circuit

the external circuit receiving the information signals supplied by the secondary terminals of an instrument transformer

[IEV 321-01-08, modified]

3.1.6

section

electrically conductive part of an instrument transformer insulated from other similar parts and equipped with terminals

3.2 Definitions related to dielectric ratings

3.2.1

highest voltage of a system (U_{sys})

highest value of the phase-to-phase operating voltage (r.m.s. value) which occurs under normal operating conditions at any time and at any point in the system

[IEV 601-01-23, modified]

3.2.2

highest voltage for equipment (U_m)

the highest r.m.s. value of phase-to-phase voltage for which the equipment is designed in respect of its insulation as well as other characteristics which relate to this voltage in the relevant equipment standards

[IEV 604-03-01]

3.2.3

rated insulation level

combination of voltage values which characterizes the insulation of a transformer with regard to its capability to withstand dielectric stresses

3.2.4

isolated neutral system

system where the neutral point is not intentionally connected to earth, except for high impedance connections for protection or measurement purposes

[IEV 601-02-24]

3.2.5

resonant earthed system (a system earthed through an arc-suppression coil)

system in which one or more neutral points are connected to earth through reactances which approximately compensate the capacitive component of a single-phase-to-earth fault current

[IEV 601-02-27]

NOTE With resonant earthing of a system, the residual current in the fault is limited to such an extent that an arcing fault in air is self-extinguishing.



3.2.6

earth fault factor

at a given location of a three-phase system, and for a given system configuration, the ratio of the highest r.m.s. phase-to-earth power frequency voltage on a healthy phase during a fault to earth affecting one or more phases at any point on the system to the r.m.s. value of phase-to-earth power frequency voltage which would be obtained at the given location in the absence of any such fault

[IEV 604-03-06]

3.2.7

earthed neutral system

system in which the neutral is connected to earth either solidly or through a resistance or reactance of sufficiently low value to reduce transient oscillations and to give a current sufficient for selective earth fault protection.

- a) A three-phase system with effectively earthed neutral at a given location is a system characterized by an earth fault factor at this point which does not exceed 1,4.

NOTE This condition is obtained approximately when, for all system configurations, the ratio of zero-sequence reactance to the positive-sequence reactance is less than 3 and the ratio of zero-sequence resistance to positive sequence reactance is less than one.

- b) A three-phase system with non-effectively earthed neutral at a given location is a system characterized by an earth fault factor at this point that may exceed 1,4.

3.2.8

solidly earthed neutral system

system whose neutral point(s) is(are) earthed directly

[IEV 601-02-25]

3.2.9

impedance earthed neutral system

system whose neutral point(s) is(are) earthed through impedances to limit earth fault currents

[IEV 601-02-26]

3.2.10

exposed installation

installation in which the apparatus is subject to overvoltages of atmospheric origin

NOTE Such installations are usually connected to overhead transmission lines either directly or through a short length of cable.

3.2.11

non-exposed installation

installation in which the apparatus is not subject to overvoltages of atmospheric origin

NOTE Such installations are usually connected to underground cable networks.

3.3 Definitions related to current ratings

See specific requirements standard.

3.4 Definitions related to accuracy

3.4.1

actual transformation ratio (k)

ratio of the actual primary voltage or current to the actual secondary voltage or current

**3.4.2****rated transformation ratio (k_r)**

ratio of the rated primary voltage or current to the rated secondary voltage or current

3.4.3**ratio error (ε)**

the error which an instrument transformer introduces into the measurement and which arises from the fact that the actual transformation ratio is not equal to the rated transformation ratio

3.4.4**phase displacement ($\Delta\phi$)**

difference in phase between the primary voltage or current and the secondary voltage or current phasors, the direction of the phasors being so chosen that the angle is zero for an ideal transformer.

The phase displacement is said to be positive when the secondary voltage or current phasors leads the primary voltage or current phasors. It is usually expressed in minutes or centiradians.

NOTE 1 This definition is strictly correct for sinusoidal voltages or currents only.

NOTE 2 Electronic instrument transformers may introduce a delay time due to a digital data transmission and by digital signal processing.

[IEV 321-01-23, modified]

3.4.5**accuracy class**

a designation assigned to an instrument transformer, the ratio error and phase displacement of which remain within specified limits under prescribed conditions of use

[IEV 321-01-24, modified]

3.4.6**burden**

admittance (or impedance) of the secondary circuit expressed in siemens (or ohms) and power factor

NOTE The burden is usually expressed as the apparent power in volt-amperes absorbed at a specified power-factor and at the rated secondary voltage or current.

3.4.7**rated burden**

value of the burden on which the accuracy requirements of this specification are based.

3.4.8**rated output (S_r)**

value of the apparent power (in voltamperes at a specified power factor) which the transformer is intended to supply to the secondary circuit at the rated secondary voltage or current and with rated burden connected to it

3.5 Definitions related to other ratings**3.5.1****rated frequency (f_R)**

value of the frequency on which the requirements of this standard are based



3.5.2

mechanical load (F)

forces on different parts of the instrument transformer as a function of four main forces:

- forces on the terminals due to the line connections,
- forces due to the wind,
- seismic forces,
- electro dynamic forces due to short circuit current

3.5.3

internal arc fault protection instrument transformer

instrument transformer designed in such a way to ensure an assigned protection level against internal arc fault

3.6 Definitions related to gas insulation

3.6.1

pressure relief device

a device suitable to limit dangerous over-pressures inside the instrument transformer

3.6.2

gas-insulated metal-enclosed instrument transformer

metal-enclosed instrument transformer intended to be mounted on Gas-Insulated Switchgear (GIS), inside or outside the switchgear enclosure

3.6.3

closed pressure system

volume that is replenished only periodically by manual connection to an external gas source

3.6.4

rated filling pressure

pressure referred to the standard atmospheric air conditions (20 °C and 101,3 kPa) to which the gas-insulated instrument transformer is filled before being put in service, or periodically replenished

3.6.5

minimum functional pressure

pressure referred to the standard atmospheric air conditions (20 °C and 101,3 kPa) at which, and above which, rated insulation and other characteristics of the gas-insulated instrument transformer are maintained and at which gas replenishment becomes necessary

3.6.6

design pressure of the enclosure

pressure used to determine the thickness of the enclosure. It is at least equal to the maximum pressure of the enclosure at the highest temperature that the gas used for insulation can reach under maximum service conditions.

3.6.7

design temperature of the enclosure

highest temperature that can be reached by the enclosure under service conditions

3.6.8

absolute leakage rate

amount of gas escaped by time unit, expressed in Pa.m³/s

**3.6.9****relative leakage rate (F_{rel})**

absolute leakage rate related to the total amount of gas in the instrument transformer at rated filling pressure (or density). It is expressed in percentage per year.

3.7 Index of abbreviations

IT	Instrument Transformer
CT	Current Transformer
CVT	Capacitive Voltage Transformer
VT	Voltage Transformer
AIS	Air-Insulated Switchgear
GIS	Gas-Insulated Switchgear
k	actual transformation ratio
k_r	rated transformation ratio
ε	ratio error
$\Delta\varphi$	phase displacement
S_r	rated output
U_{sys}	highest voltage for system
U_m	highest voltage for equipment
f_R	rated frequency
F	mechanical load
F_{rel}	relative leakage rate

4 Normal and special service conditions**4.1 General**

Unless otherwise specified, instrument transformers are intended to be used at their rated characteristics under the normal service conditions listed in 4.2.

If the actual service conditions differ from these normal service conditions, instrument transformers shall be designed to comply with any special service conditions required by the purchaser, or appropriate arrangements shall be made (see 4.3).

Detailed information concerning classification for environmental conditions is given in IEC 60721-3-3 (indoor) and IEC 60721-3-4 (outdoor).

For gas-insulated metal-enclosed instrument transformers, Clause 2 of IEC 62271-203 is applicable.



4.2 Normal service conditions

4.2.1 Ambient air temperature

Instrument transformers are classified in three categories as given in Table 1.

Table 1 – Temperature categories

Category	Minimum temperature °C	Maximum temperature °C
–5/40	–5	40
–25/40	–25	40
–40/40	–40	40

NOTE 1 In the choice of the temperature category, storage and transportation conditions should also be considered.

NOTE 2 In case of instrument transformers integrated within other equipment (e.g. GIS, circuit breaker) the instrument transformer should be specified for the temperature conditions for the respective equipment.

4.2.2 Altitude

The altitude does not exceed 1 000 m.

4.2.3 Vibrations or earth tremors

Vibrations due to causes external to the instrument transformers or earth tremors are negligible.

4.2.4 Other service conditions for indoor instrument transformers

Other considered service conditions are as follows:

- a) the influence of solar radiation may be neglected;
- b) the ambient air is not significantly polluted by dust, smoke, corrosive gases, vapours or salt;
- c) the conditions of humidity are as follows:
 - 1) the average value of the relative humidity, measured for a period of 24 h does not exceed 95 %;
 - 2) the average value of the water vapour pressure for a period of 24 h does not exceed 2,2 kPa;
 - 3) the average value of the relative humidity for a period of one month does not exceed 90 %;
 - 4) the average value of the water vapour pressure for a period of one month does not exceed 1,8 kPa.

For these conditions, condensation may occasionally occur.

NOTE 1 Condensation may be expected where sudden temperature changes occur in periods of high humidity.

NOTE 2 In order to withstand the effects of high humidity and condensation, such as the breakdown of insulation or the corrosion of metallic parts, instrument transformers designed for such conditions should be used.

NOTE 3 Condensation may be prevented by special design of the housing, by suitable ventilation and heating, or by the use of a dehumidifying device.



4.2.5 Other service conditions for outdoor instrument transformers

Other considered service conditions are as follows:

- a) the average value of the ambient air temperature, measured over a period of 24 h, does not exceed 35 °C;
- b) solar radiation up to a level of 1 000 W/m² (on a clear day at noon) should be considered;
- c) the ambient air may be polluted by dust, smoke, corrosive gases, vapours or salt. The pollution does not exceed the pollution levels given in IEC 60815;
- d) the wind pressure does not exceed 700 Pa (corresponding to a 34 m/s wind speed);
- e) the presence of condensation or precipitation should be taken into account;
- f) the ice coating does not exceed 20 mm.

4.3 Special service conditions

4.3.1 General

When instrument transformers are intended to be used under conditions different from the normal service conditions given in 4.2, the purchaser's requirements should refer to standardised criteria given hereinafter.

4.3.2 Altitude

4.3.2.1 Influence of altitude on external insulation

At an altitude >1 000 m, the disruptive discharge voltage for external insulation is affected by the reduction of air density. Refer to 6.6.2.

4.3.2.2 Influence of altitude on temperature-rise

At an altitude >1 000 m, the thermal behaviour of an instrument transformer is affected by the reduction of air density. Refer to 6.4.2.

4.3.3 Ambient temperature

For installations located in a place where the ambient temperature can be significantly outside the normal service condition range stated in 4.2.1, the preferred ranges of minimum and maximum temperature to be specified should be;

- a) –50 °C and 40 °C for very cold climates;
- b) –5 °C and 50 °C for very hot climates.

In certain regions with a frequent occurrence of warm humid winds, sudden changes of temperature may occur, resulting in condensation, even indoors.

NOTE Under certain conditions of solar radiation, appropriate measures, e.g. roofing, forced ventilation, etc., may be necessary in order not to exceed the specified temperature rises. Alternatively, derating may be used.

4.3.4 Vibrations or earth tremors

Vibrations may occur due to switchgear operations or short circuit forces.

For an instrument transformer integrated within assembled equipment (GIS or AIS) the vibration produced by the assembled equipment shall be considered.



4.3.5 Earthquakes

For installations where earthquakes are likely to occur, the relevant severity level in accordance with IEC 62271-2 shall be specified by the purchaser.

The compliance with such special requirements, if applicable, has to be demonstrated either by calculation or by testing as defined by relevant standards.

4.4 System earthing

The considered system earthings are:

- a) isolated neutral system (see 3.2.4);
- b) resonant earthed system (see 3.2.5);
- c) earthed neutral system (see 3.2.7).
 - 1) solidly earthed neutral system (see 3.2.8),
 - 2) impedance earthed neutral system (see 3.2.9).

5 Ratings

5.1 General

The common ratings of instrument transformers, including their auxiliary equipment if applicable, should be selected from the following:

- a) highest voltage for equipment (U_m);
- b) rated insulation level;
- c) rated frequency (f_R),
- d) rated output;
- e) rated accuracy class.

The rating applies at the standardized reference atmosphere (temperature (20 °C), pressure (101,3 kPa) and humidity (11 g/m³)) specified in IEC 60071-1.

5.2 Highest voltage for equipment

Standard values shall be selected from Table 2.

The highest voltage for equipment is chosen as the next standard value of U_m equal to or higher than the highest voltage of the system where the equipment will be installed.

For equipment to be installed under normal environmental conditions relevant to insulation, U_m shall be at least equal to U_{sys} .

For equipment to be installed outside of the normal environmental conditions relevant to insulation, U_m may be selected higher than the next standard value of U_m equal to or higher than U_{sys} according to the special needs involved.

NOTE As an example, the selection of a U_m value higher than the next standard value of U_m equal to or higher than U_{sys} may arise when the equipment has to be installed at an altitude higher than 1 000 m in order to compensate the decrease of withstand voltage of the external insulation.

**Table 2 – Rated primary terminal insulation levels for instrument transformers**

Highest voltage for equipment U_m (r.m.s.) kV	Rated power-frequency withstand voltage (r.m.s.) kV	Rated lightning impulse withstand voltage (peak) kV	Rated switching withstand voltage (peak) kV
0,72	3	---	
1,2	6	---	
3,6	10	20 40	
7,2	20	40 60	
12	28	60 75	
17,5	38	75 95	
24	50	95 125	
36	70	145 170	
52	95	250	
72,5	140	325	
100	185	450	
123	185 230	450 550	
145	230 275	550 650	
170	275 325	650 750	
245	395 460	950 1 050	
300	395 460	950 1 050	750 850
362	460 510	1 050 1 175	850 950
420	570 630	1 300 1 425	950 1 050
550	630 680	1 425 1 550	1 050 1 175
800	880 975	1 950 2 100	1 425 1 550

NOTE 1 For exposed installations it is recommended to choose the highest insulation level.

NOTE 2 In the case of instrument transformers intended to be installed in GIS, the rated power frequency withstand voltage levels according to IEC 62271-203 may be different.

NOTE 3 For alternative levels, see IEC 60071-1.



5.3 Rated insulation levels

5.3.1 General

For most of the values of highest voltage for equipment (U_m), several rated insulation levels exist to allow application of different performance criteria or overvoltage patterns. The choice should be made considering the degree of exposure to fast-front and slow-front overvoltage, the type of neutral earthing of the system and the type of overvoltage limiting devices.

5.3.2 Rated primary terminal insulation level

The rated primary terminal insulation level of an instrument transformer shall be based on its highest voltage for equipment U_m according to Table 2.

Primary terminal intended to be earthed in service has U_m equal to 0,72 kV

For instrument transformers mounted on gas-insulated substations, the rated insulation levels, testing procedures and acceptance criteria, are according to IEC 62271-203. The applicable rated insulation levels are according to IEC 62271-203, Table 102 and 103, phase-to-earth insulation.

5.3.3 Other requirements for primary terminals insulation

5.3.3.1 Partial discharges

Partial discharge requirements are applicable to instrument transformers having U_m greater than or equal to 7,2 kV.

The partial discharge level shall not exceed the limits specified in Table 3. The test procedure is given in 7.3.2.2.

Table 3 – Partial discharge test voltages and permissible levels

Type of earthing of the neutral system	Instrument transformer type	PD test voltage (r.m.s.) kV	Maximum permissible PD level pC	
			Type of insulation immersed in liquid or gas	solid
Earthed neutral system (earth fault factor $\leq 1,4$)	CT and earthed VT	U_m $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Unearthed VT	$1,2 U_m$	5	20
Isolated or non effectively earthed neutral system (earth fault factor $> 1,4$)	CT and earthed VT	$1,2 U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Unearthed VT	$1,2 U_m$	5	20
NOTE 1 If the neutral system is not defined, the values given for isolated or non-effectively earthed neutral systems are valid. NOTE 2 The maximum permissible PD level is also valid for frequencies different from rated frequency. NOTE 3 CT for current transformer and VT for voltage transformer.				



5.3.3.2 Chopped lightning impulse

If additionally specified, instrument transformers other than GIS devices shall be capable to withstand a chopped lightning impulse voltage applied to its primary terminals having a peak value of 115 % of the rated lightning impulse withstand voltage.

5.3.3.3 Capacitance and dielectric dissipation factor

These requirements apply only to transformers having $U_m \geq 72,5$ kV, with liquid immersed primary insulation or gas insulated instrument transformers with capacitance grading insulation system.

5.3.4 Between-section insulation requirements

For interconnected terminals of each section, the rated power-frequency withstand voltage of the insulation between sections shall be 3 kV.

5.3.5 Insulation requirements for secondary terminals

The rated power-frequency withstand voltage for secondary insulation shall be 3 kV.

5.4 Rated frequency

The standard values of the rated frequency are 16 2/3 Hz, 25 Hz, 50 Hz and 60 Hz.

5.5 Rated output

See specific product standard.

5.6 Rated accuracy class

See specific product standard.

6 Design and construction

6.1 Requirements for liquids used in equipment

6.1.1 General

The manufacturer shall specify the type and the required quantity and quality of the liquid to be used in equipment.

6.1.2 Liquid quality

For oil-filled equipment, new insulating oil shall comply with IEC 60296.

For synthetic liquid-filled equipment refer to IEC 60867.

6.1.3 Liquid level device

If supplied, the device for checking the liquid level shall indicate whether the liquid level is within the operating range, during operation.

6.1.4 Liquid tightness

No liquid loss is permitted. Any liquid loss represents a danger of insulation contamination.



6.2 Requirements for gases used in equipment

6.2.1 General

The manufacturer shall specify the type and the required quantity and quality of the gas to be used in equipment.

6.2.2 Gas quality

New SF₆ (sulphur hexafluoride) shall comply with IEC 60376, while used SF₆ shall comply with IEC 60480.

SF₆ handling shall be in accordance with IEC 61634.

The maximum allowed moisture content within instrument transformers filled with gas at rated filling density for insulation shall be such that the dew-point is not higher than – 5 °C for a measurement at 20 °C. Adequate correction shall be applied for measurement at other temperatures. For the measurement and determination of the dew point, refer to IEC 60376 and IEC 60480.

6.2.3 Gas monitoring device

Gas-insulated instrument transformers having a minimum functional pressure above 0,2 MPa shall be provided with pressure or density monitoring device. Gas monitoring devices may be provided alone or together with the associated equipment.

6.2.4 Gas tightness

6.2.4.1 General

The following specifications apply to all instrument transformers that use gas, other than air at atmospheric pressure, as an insulating medium.

6.2.4.2 Closed pressure systems for gas

The tightness characteristic of a closed pressure system stated by the manufacturer shall be consistent with a minimum maintenance and inspection philosophy.

The tightness of closed pressure systems for gas is specified by the relative leakage rate F_{rel} of each compartment.

Standardized value is 0,5 % per year, for SF₆ and SF₆-mixtures.

Means shall be provided to enable gas systems to be safely replenished whilst the equipment is in service.

NOTE Lower leakage rates can be specified according to national regulations and regional practice.

An increased leakage rate at extreme temperatures (if such tests are required in the relevant standards) is acceptable, provided that this rate resets to a value not higher than the maximum permissible value at normal ambient air temperature. The increased temporary leakage rate shall not exceed the values given in Table 4.

In general, for the application of an adequate test method, reference is made to IEC 60068-2-17.

**Table 4 – Permissible temporary leakage rates for gas systems**

Temperature class °C	Permissible temporary leakage rate
+40 and +50 ambient temperature	$3F_p$
-5 / -10 / -15 / -25 / -40	F_p
-50	$3F_p$
	$6F_p$

6.2.5 Pressure relief device

The device shall be protected against any accidental damage.

For GIS instrument transformers refer to IEC 62271-203, Clause 5.105.

6.3 Requirements for solid materials used in equipment

Specifications for organic material used for instrument transformers (i.e. epoxy resin, polyurethane resin, epoxy-cycloaliphatic resin, composite material, etc.) either for indoor or outdoor installations are given in the IEC 60455 series.

NOTE Tests on complete instrument transformers taking into account phenomena such as sudden change of temperature, flammability and aging are not yet standardized. IEC 60660 for indoor insulation and IEC 61109 for outdoor insulation can be used as guidance.

6.4 Requirements for temperature rise of parts and components**6.4.1 General**

The temperature-rise of windings, magnetic circuits and any other parts of instrument transformers shall not exceed the appropriate value given in Table 5, when operating under the specified rated conditions. These values are based on the service conditions given in clause 4.2.1.

The temperature rise of the windings is limited by the lowest class of insulation either of the winding itself or of the surrounding medium in which it is embedded.

If the instrument transformers are used within enclosures, attention shall be paid to the temperature reached by the surrounding cooling media within the enclosure.

If ambient temperatures in excess of the values given in 4.2.1 are specified, the permissible temperature rise given in Table 5 shall be reduced by an amount equal to the excess ambient temperature.



Table 5 – Limits of temperature rise for various parts, materials and dielectrics of instrument transformers

Part of instrument transformers	Temperature-rise limit K
1. Oil-immersed instrument transformers <ul style="list-style-type: none"> – top oil – top oil, hermetically sealed – winding average – winding average, hermetically sealed – other metallic parts in contact with oil 	50 55 60 65 as for winding
2. Solid or gas insulated instrument transformers <ul style="list-style-type: none"> – winding (average) in contact with insulating materials of the following classes^a: <ul style="list-style-type: none"> • Y • A • E • B • F • H – other metallic parts in contact with the above insulating material classes 	45 60 75 85 110 135 as for windings
3. Connection, bolted or the equivalent <ul style="list-style-type: none"> – Bare-copper, bare-copper alloy or bare-aluminium alloy <ul style="list-style-type: none"> • in air • in SF₆ • in oil – Silver-coated or nickel-coated <ul style="list-style-type: none"> • in air • in SF₆ • in oil – Tin-coated <ul style="list-style-type: none"> • in air • in SF₆ • in oil 	50 75 60 75 75 60 65 65 60
^a Insulating class definitions according to IEC 60085.	

6.4.2 Influence of altitude on temperature-rise

If an instrument transformer is specified for service at an altitude in excess of 1 000 m and tested at an altitude below 1 000 m, the limits of temperature rise ΔT given in Table 5 shall be reduced by the following amounts for each 100 m that the altitude at the operating site exceeds 1 000 m (see Figure 1):

- a) oil-immersed instrument transformers: 0,4 %;
- b) dry-type and gas insulated instrument transformers: 0,5 %.

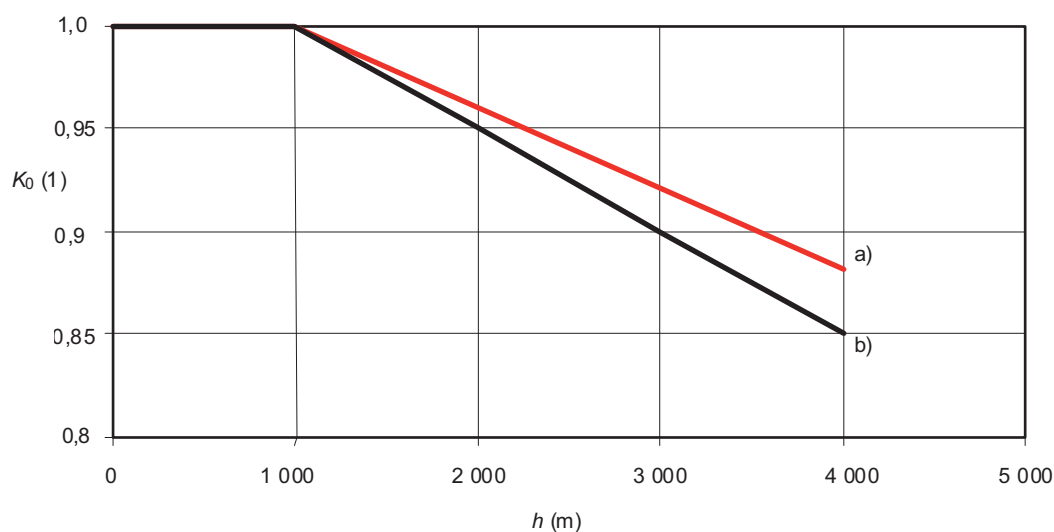


Figure 1 – Altitude correction factor for the temperature rise

The altitude correction factor for the temperature rise $K_o = \frac{\Delta T_h}{\Delta T_{ho}}$ with

- ΔT_h temperature rise at altitude $h > 1\,000$ m and
- ΔT_{ho} limits of temperature rise ΔT specified in Table 4 at altitudes $h_o \leq 1\,000$ m.

6.5 Requirements for earthing of equipment

6.5.1 General

The frame of each equipment device, if intended to be earthed, shall be provided with a reliable earthing terminal for connection to an earthing conductor suitable for specified fault conditions. The connecting point shall be marked with the “earth” symbol, as indicated by symbol No 5019 of IEC 60417.

6.5.2 Earthing of the enclosure

The enclosure of instrument transformers for gas-insulated switchgear (GIS) shall be connected to earth. All metal parts which do not belong to a main or an auxiliary circuit, shall be earthed.

6.5.3 Electrical continuity

The continuity of the earthing circuits shall be ensured taking into account the thermal and electrical stresses caused by the current they may have to carry.

For the interconnection of enclosures, frames, etc., fastening (e.g. bolting or welding) is acceptable for providing electrical continuity.

6.6 Requirements for the external insulation

6.6.1 Pollution

For outdoor instrument transformers with ceramic insulators susceptible to contamination, the creepage distances for given pollution levels are given in Table 6. Creepage distances for polymeric or composite insulators are under consideration (by TC36).

**Table 6 – Creepage distances**

Pollution level	Mínimum nominal specific creepage distance mm/kV ^{a, b}	Ratio = creepage distance divided by arcing distance
I Light	16	≤3,5
II Medium	20	
III Heavy	25	≤4,0
IV Very heavy	31	

^a Ratio of the creepage distance between phase and earth over the r.m.s. phase-to-phase value of the highest voltage for the equipment (see IEC 60071-1).

^b For further information and manufacturing tolerances on the creepage distance, see IEC 60815.

NOTE 1 It is recognized that the performance of surface insulation is greatly affected by insulator shape.

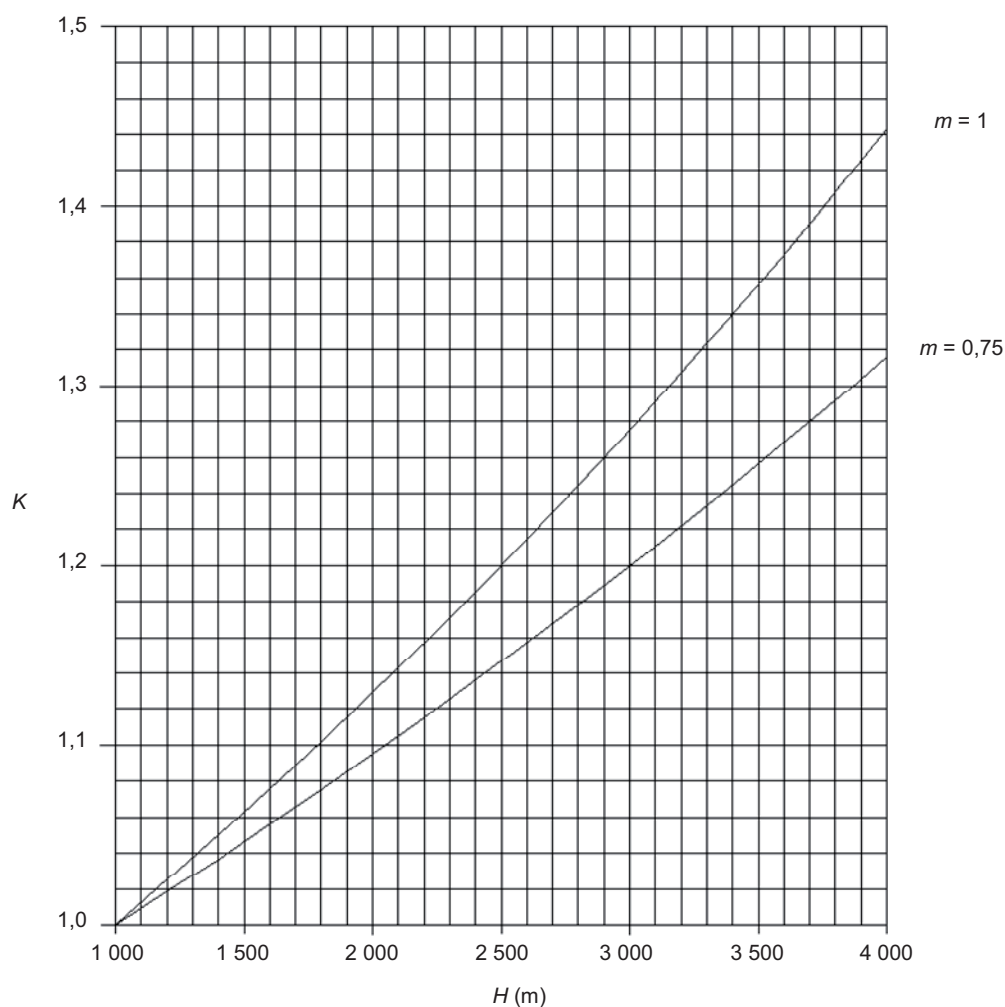
NOTE 2 In very lightly polluted areas, specific nominal creepage distances lower than 16 mm/kV can be used depending on service experience. A commonly adopted lower limit is 12 mm/kV.

NOTE 3 In cases of exceptional pollution severity, a specific nominal creepage distance of 31 mm/kV may not be adequate. Depending on service experience and/or on laboratory test results, a higher value of specific creepage distance can be used, but in some cases the practicability of washing may have to be considered.

6.6.2 Altitude

For installations at an altitude higher than 1000 m, the arcing distance under the standardised reference atmospheric conditions shall be determined by multiplying the withstand voltages required at the service location by a factor k in accordance with Figure 2.

NOTE As the dielectric strength of the internal insulation is not affected by altitude, the method used for checking the external insulation should be agreed between manufacturer and purchaser.



Key

These factors can be calculated with the following equation:

$$k = e m (H - 1\,000) / 8\,150$$

where

H is the altitude in metres

$m = 1$ for power-frequency and lightning impulse voltage

$m = 0,75$ for switching impulse voltage

Figure 2 – Altitude correction factor

6.7 Mechanical requirements

These requirements apply only to instrument transformers having a highest voltage for equipment of 72,5 kV and above.

The guidance for static loads that instrument transformers shall be capable of withstanding is given in Table 7. The figures include loads due to wind and ice.

The specified test loads are intended to be applied in any direction to the primary terminals.



Table 7 – Static withstand test loads

Highest voltage for equipment U_m kV	Static withstand test load F_R		
	N		
	Instrument transformers with:		
	voltage terminals	current terminals	
		Load class I	Load class II
72,5 to 100	500	1 250	2 500
123 to 170	1 000	2 000	3 000
245 to 362	1 250	2 500	4 000
≥ 420	1 500	4 000	5 000

NOTE 1 The sum of the loads acting in routinely operating conditions should not exceed 50 % of the specified withstand test load.

NOTE 2 In some applications instrument transformers with through current terminals should withstand rarely occurring extreme dynamic loads (e.g. short circuits) not exceeding 1,4 times the static test load.

NOTE 3 For some applications it may be necessary to establish the resistance to rotation of the primary terminals. The moment to be applied during the test has to be agreed between manufacturer and purchaser.

NOTE 4 In the case of transformers integrated within other equipment (e.g.: switchgear assemblies) the static withstand test loads of the respective equipment should not be diminished by the integration process.

6.8 Multiple chopped impulse on primary terminals

If additionally specified, the primary terminals of oil-immersed instrument transformers having $U_m \geq 300$ kV shall withstand multiple chopped impulses in accordance with 7.4.2.

NOTE Requirements and tests relate to the behaviour of the internal shields and connections carrying high frequency transient currents, mainly due to disconnect switching operations. The test may also be applied to ratings below this level.

6.9 Internal arc fault protection requirements

These requirements apply to oil-immersed and gas-insulated free-standing instrument transformers having $U_m \geq 72,5$ kV, for which internal arc fault protection class is additionally specified.

NOTE 1 This test is not a guarantee against containment under all short-circuit conditions, but a test to demonstrate conformance to an agreed level of safety.

NOTE 2 This test is a new test and therefore the test procedure may be improved in the future.

If additionally specified, the instrument transformer shall be able to withstand an internal arc of the specified current and duration.

The applied current is an asymmetrical current. The r.m.s. current value should be selected from the standard symmetrical single-phase values of R10 range according to 4.5 of IEC 60694. The first peak value of the current shall be 1,7 times the r.m.s. current.

NOTE 3 Reduced internal arc test levels should be agreed between the manufacturer and the purchaser. Experience has shown that selection of test currents equal to 100 % system fault level, statistically requires a degree of over-design of the transformer, since local fault levels are usually significantly lower.

The arc fault duration shall be according to Table 8.



It shall be considered that compliance with these requirements is achieved if the instrument transformer passes the test described in 7.4.6.

Table 8 – Arc fault duration and performance criteria

Internal arc fault current r.m.s. value kA	Protection stage	Arc fault duration s	Internal arc fault protection class I	Internal arc fault protection class II
< 40	1	0,2	Fracture of the housing and fire permitted, but all projected parts to be confined within the containment area	No external effect other than the operation of suitable pressure relief device
	2	0,5		No fragmentation (burn-through or fire acceptable)
≥40	1	0,1		No external effect other than the operation of suitable pressure relief device
	2	0,3		No fragmentation (burn-through or fire acceptable)

6.10 Degrees of protection by enclosures

6.10.1 General

Degrees of protection according to IEC 60529 shall be specified, if applicable, for all enclosures of instrument transformers containing parts of the main circuit allowing penetration from outside, as well as for enclosures for appropriate low-voltage control and/or auxiliary circuits.

6.10.2 Protection of persons against access to hazardous parts and protection of the equipment against ingress of solid foreign objects

The degree of protection of persons provided by an enclosure against access to hazardous parts of the main circuit, control and/or auxiliary circuits shall be indicated by means of a designation specified in IEC 60529.

The first characteristic numeral indicates the degree of protection provided by the enclosure with respect to persons, as well as of protection of the instrument transformers inside the enclosure against ingress of solid foreign bodies.

IEC 60529 gives details of objects which will be “excluded” from the enclosure for each of the degrees of protection. The term “excluded” implies that solid foreign objects will not fully enter the enclosure and that a part of the body or an object held by a person, either will not enter the enclosure or, if it enters, that adequate clearance will be maintained and no hazardous part will be touched.

NOTE Generally the degree of protection of persons against access to hazardous parts of the main circuit, or control or auxiliary circuit of instrument transformers, and the protection of the instrument transformers against foreign objects, may be provided by the immediate surroundings of the instrument transformers, such as substation fence, building, module enclosure, and so on. Further protection may be required as a feature of the instrument transformers as a whole or parts of it.



6.10.3 Protection against ingress of water

The degree of protection provided by an enclosure against ingress of water shall be indicated by means of a designation specified in IEC 60529.

The second characteristic numeral indicates the degree of protection provided by the enclosure with respect to the dangerous effects of water, either of atmospheric origin or other.

6.10.4 Indoor instrument transformers

For instrument transformers for indoor installation, no degree of protection against harmful ingress of water according to the second characteristic numeral of the IP-code is specified (second characteristic numeral X).

The recommended minimum degree of protection for low-voltage control and/or auxiliary enclosures for indoor instrument transformers is IP20 according to IEC 60529. This requirement is not applicable to installations where personnel cannot gain access to the instrument transformer without firstly de-energising the transformer and making it safe through some controlled means (i.e. interlocking, documented operating instructions, etc.). In this case the need for such external safety measures to the instrument transformer should be clearly stated in the product documentation.

6.10.5 Outdoor instrument transformers

The recommended minimum degree of protection for low-voltage control and/or auxiliary enclosures for outdoor instrument transformers is IP44 according to IEC 60529.

Instrument transformers for outdoor installation provided with additional protection features against rain and other weather conditions shall be specified by means of the supplementary letter W placed after the second characteristic numeral, or after the additional letter, if any.

6.10.6 Protection of equipment against mechanical impact under normal service conditions

Enclosures of instrument transformers shall be of sufficient mechanical strength.

Corresponding tests are specified in 7.2.7.2. Porcelain insulators are excluded from impact test.

For indoor installation, the recommended level of protection against effects of mechanical impacts is impact level IK7 according to IEC 62262.

For outdoor installation without additional mechanical protection, users may specify higher impact levels.

6.11 Electromagnetic Compatibility (EMC)

6.11.1 General

EMC is the ability of an equipment or system to function satisfactorily in its electromagnetic environment without introducing intolerable electromagnetic disturbances to anything in that environment [IEV 161-01-07].



For instrument transformers the following EMC requirements and tests are specified:

- requirements for emission, Radio Interference Voltage (RIV) included for high voltage parts of the equipment;
- requirements for immunity, only applicable to electronic parts of the equipment;
- requirements for transmitted overvoltages.

6.11.2 Requirement for Radio Interference Voltage (RIV)

The RIV requirement applies to instrument transformers having $U_m \geq 123$ kV to be installed in air-insulated substations.

The radio interference voltage shall not exceed $2\,500\ \mu\text{V}$ at $1,1\ U_m/\sqrt{3}$.

6.11.3 Requirements for immunity

The electromagnetic immunity requirements and tests are specified only for parts of instrument transformers containing active electronic components.

Refer to specific product standards for details.

6.11.4 Requirement for transmitted overvoltages

These requirements apply to instruments transformers having $U_m \geq 72,5$ kV.

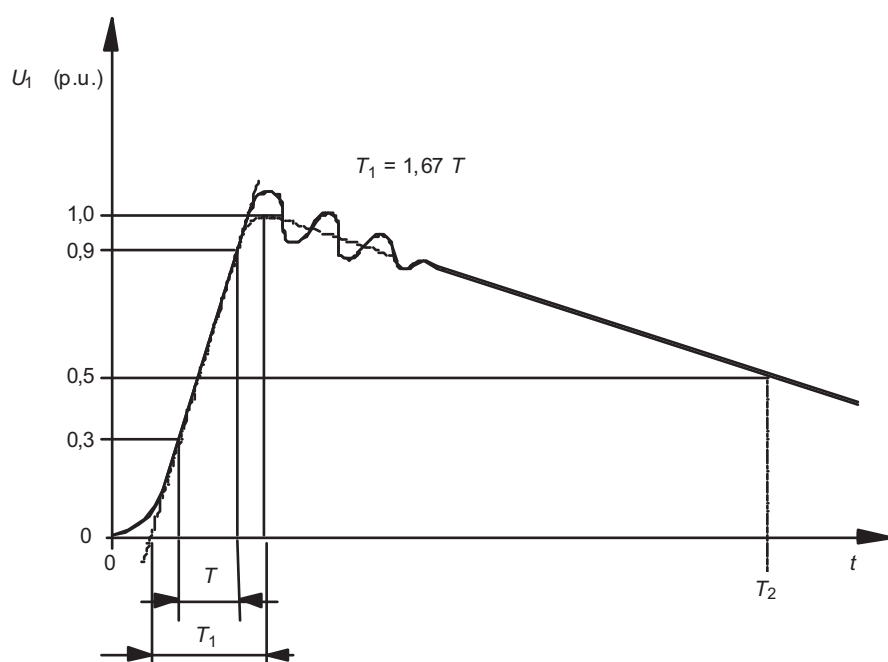
The overvoltages transmitted from the primary to the secondary terminals shall not exceed the values given in Table 9, under the test and measuring conditions described in 7.4.4.

Type A impulse requirement applies to instrument transformers for air-insulated switchgear, while impulse B requirement applies to instrument transformers installed in gas insulated metal-enclosed switchgear (GIS). Type A and B impulses are depicted in Figure 3.

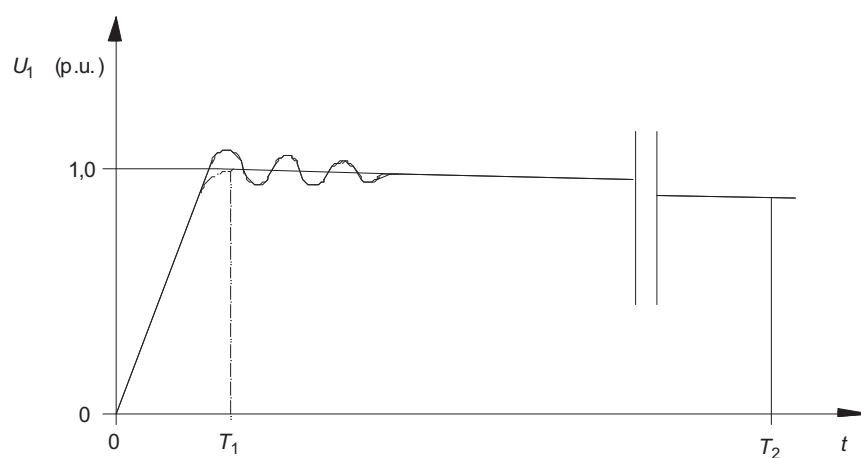
The transmitted overvoltage peak limits given in Table 9 and measured in accordance with the methods specified in 7.4.4 should ensure sufficient protection of electronic equipment connected to the secondary winding.

Table 9 – Transmitted overvoltage limits

Type of impulse	A	B
Peak value of the applied voltage (U_p)	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$
Wave shape characteristics:		
– conventional front time (T_1)	$0,50\ \mu\text{s} \pm 20\ \%$	-
– time to half-value (T_2)	$\geq 50\ \mu\text{s}$	-
– front time (T_1)	-	$10\ \text{ns} \pm 20\ \%$
– tail length (T_2)	-	$>100\ \text{ns}$
Transmitted overvoltage peak value limits (U_s)	1,6 kV	1,6 kV
NOTE 1 The wave-shape characteristics are representative of voltage oscillations due to switching operations.		
NOTE 2 See Figure 3.		



Waveshape A



Waveshape B

**Figure 3 – Transmitted overvoltages measurement:
Test impulse waveforms**



6.12 Corrosion

Caution has to be taken against corrosion of the equipment during the service life.

All bolted or screwed parts of the main circuit and of the enclosure shall remain easily demountable.

Galvanic corrosion between materials in contact shall be considered because it can lead to the loss of tightness.

Oxidation can be considered as self-protection against corrosion.

Visual appearance shall remain acceptable.

6.13 Markings

All instrument transformers shall carry at least the following markings:

- a) the manufacturer's name or other mark by which he may be readily identified;
- b) the year of manufacture and a serial number or a type designation, preferably both,
- c) rated frequency;
- d) highest voltage of equipment;
- e) rated insulation level;
- f) temperature category;
- g) mass in kg (when ≥ 25);
- h) class of mechanical requirements (for $U_m \geq 72\text{kV}$).

NOTE The two items d) and e) may be combined into one marking (e.g. 72,5/140/325 kV).

All information shall be marked in an indelible manner on the instrument transformer itself or on a rating plate securely attached to the transformer.

In addition, the following information should be marked:

- i) class of insulation if different from Class A;

NOTE If several classes of insulating material are used, the one, which limits the temperature rise of the windings, should be indicated. On transformers with more than one secondary winding, the use of each winding and its corresponding terminals should be indicated.

- j) all indications relative to the measuring characteristics (see specific standard);
- k) type of the insulating fluid;
- l) rated filling pressure;
- m) minimum functional pressure;
- n) insulating fluid volume (or mass) contained in the instrument transformer.

6.14 Fire hazard

See Annex C.



7 Tests

7.1 General

7.1.1 Classification of tests

The tests specified in this standard are classified as follows:

- Type test: a test made on equipment to demonstrate that all equipment made to the same specification complies with the requirements not covered by routine tests.
- Routine test: a test to which each individual piece of equipment is subjected. Routine tests are for the purpose of revealing manufacturing defects. They do not impair the properties and reliability of the test object.
- Special test: a test other than a type test or a routine test, agreed on by manufacturer and purchaser.
- Sample test: A selected type or special test performed on one or more complete instrument transformers out of a specified production batch.

7.1.2 List of tests

The list of tests is given in Table 10.

Table 10 – List of tests

Tests	Subclause
Type tests	7.2
Temperature-rise test	7.2.2
Impulse voltage test on primary terminals	7.2.3
Wet test for outdoor type transformers	7.2.4
Electromagnetic Compatibility tests	7.2.5
Test for accuracy	See specific requirements standard
Verification of the degree of protection by enclosures	7.2.7
Enclosure tightness test at ambient temperature	7.2.8
Pressure test for the enclosure	7.2.9
Routine tests	7.3
Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals	7.3.1
Partial discharge measurement	7.3.2
Power-frequency voltage withstand tests between sections	7.3.3
Power-frequency voltage withstand tests on secondary terminals	7.3.4
Test for accuracy	7.3.5
Verification of markings	7.3.6
Enclosure tightness test at ambient temperature	7.3.7
Pressure test for the enclosure	7.3.8



Special tests	7.4
Chopped impulse voltage withstand test on primary terminals	7.4.1
Multiple chopped impulse test on primary terminals	7.4.2
Measurement of capacitance and dielectric dissipation factor	7.4.3
Transmitted overvoltage test	7.4.4
Mechanical tests	7.4.5
Internal arc fault test	7.4.6
Enclosure tightness test at low and high temperatures	7.4.7
Gas dew point test	7.4.8
Corrosion test	7.4.9
Fire hazard test	7.4.10
Sample tests	7.5

For the testing of gas-insulated instrument transformers, the type and pressure of the gas shall be according to Table 11.

Table 11 – Gas type and pressure during type, routine and special tests

Test	Gas type	Pressure
Dielectric, RIV ^a Accuracy Temperature rise	Same fluid as in service	Minimum functional pressure
Internal arc Short-circuit Mechanical Tightness Gas dew point	Same fluid as in service	Rated filling pressure
Transmitted overvoltages	Not applicable	Reduced pressure
^a For gas-insulated instrument transformers installed on GIS, the wet test and RIV test are not applicable.		

7.1.3 Sequence of tests

After the instrument transformer has been subjected to the dielectric type tests detailed in 7.2, it shall be subjected to all routine tests detailed in 7.3.

For different types of instrument transformers, refer to product specific standards for further test sequence and routine testing.

If special tests have to be carried out, they may have an influence on the sequence of tests.

7.2 Type tests

7.2.1 General

All the dielectric type tests shall be carried out on the same instrument transformer, unless otherwise specified.

All the type tests shall be carried out on a maximum of two specimens.

NOTE A type test may also be considered valid if it is made on a transformer that has minor constructional deviations from the instrument transformer under consideration. Such deviations should be subject to agreement between manufacturer and purchaser.



All the type tests shall be carried out at ambient temperature between 10 °C and 30 °C.

7.2.1.1 Information for identification of specimen

The manufacturer shall submit to the testing laboratory drawings and other data containing sufficient information to unambiguously identify by type the essential details and parts of the equipment presented for test. Each drawing or data schedule shall be uniquely referenced and shall contain a statement to the effect that the manufacturer guarantees that the drawings or data schedules truly represent the equipment to be tested.

After completion of verification, detail drawings and other data shall be returned to the manufacturer for storage.

The manufacturer shall maintain detailed design records of all component parts of the equipment tested and shall ensure that these may be identified from information included in the drawings and data schedules.

NOTE 1 Manufacturers whose production systems have been certified for compliance with ISO 9001 do satisfy the previously mentioned requirements.

The testing laboratory shall check that drawings and data schedules adequately represent the essential details and parts of the equipment to be tested, but shall not be responsible for the accuracy of the detailed information.

Particular drawings or data required to be submitted by the manufacturer to the test laboratory for identification of essential parts of equipment have to be specified by the relevant standards.

NOTE 2 An individual type test need not be repeated for a change of construction detail, if the manufacturer can demonstrate that this change does not influence the result of that individual type test.

Annex A gives a list of drawings to be submitted.

7.2.1.2 Information to be included in type test reports

The results of all type tests shall be recorded in type-test reports containing:

- a) Identification file as prescribed in 7.2.1.1 and Annex A.
- b) Test arrangement
 - details of the testing arrangements (including diagram of test circuit);
 - general details of the supporting structure of the device used during the test;
 - photographs to illustrate the condition of equipment before and after test.
- c) Test data to prove compliance with the specification;
 - test program;
 - records of the test quantities during each test, as specified in the relevant IEC standard;
 - statements of the behavior of the equipment during tests, its condition after tests and, if applicable, any parts renewed or reconditioned during the tests;
 - conclusion.



7.2.2 Temperature-rise test

A test shall be made to prove compliance with 6.4.

For this test, the transformer shall be mounted in a manner representative of the mounting in service.

The temperature rise of windings shall, when practicable, be measured by the increase in resistance method, but for windings of very low resistance, thermocouples may be employed.

The temperature rise of parts other than windings may be measured by thermometers or thermocouples.

Instrument transformers shall be considered to have attained a steady-state temperature when the rate of temperature rise does not exceed 1 K/h.

For identification of any key components on which temperature measurements are to be made and for further information regarding test arrangements and procedures, refer to product specific standards.

7.2.3 Impulse voltage withstand test on primary terminals

7.2.3.1 General

The impulse test shall be performed in accordance with IEC 60060-1, and, if any, in accordance with the relevant instrument transformer specific standards.

The frame, case (if any) and core (if intended to be earthed) and all terminals of the secondary system shall be connected to earth.

The impulse tests generally consist of voltage application at reference and rated voltage levels. The reference impulse voltage shall be between 50 % and 75 % of the rated impulse withstand voltage. The peak value and the wave shape of the impulse shall be recorded.

Evidence of insulation failure due to the test may be given by variation in the wave shape at both reference and rated withstand voltages.

Improvements in failure detection may be obtained by recording of the current(s) to earth as a complement to the voltage record.

The test voltage shall have the appropriate value, given in Table 2 depending on the highest voltage for equipment and the specified insulation level.

7.2.3.2 Lightning impulse voltage test on primary terminals

7.2.3.2.1 Instrument transformers having $U_m < 300$ kV

The test shall be performed with both positive and negative polarities. Fifteen consecutive impulses of each polarity, not corrected for atmospheric conditions, shall be applied.

The following test procedure B of IEC 60060-1, adapted for HV equipment that has self-restoring and non-restoring insulation, is the preferred test procedure. The instrument transformer shall be considered to have passed the impulse tests for each polarity if the following conditions are fulfilled:

- each series (+ and –) has at least 15 impulses;
- no disruptive discharges on non-self restoring insulation shall occur. This is confirmed by 5 consecutive impulse withstands following the last disruptive discharge.
- the number of disruptive discharges shall not exceed two for each series.



This procedure leads to a maximum possible number of 25 impulses per series.

No evidence of insulation failure shall be detected (e.g. variation of the wave shape of the recorded quantities on routine tests which serve as verification tests).

If disruptive discharges occur and evidence cannot be given during testing that the disruptive discharges were on self-restoring insulation, the IT shall be dismantled and inspected after the completion of the dielectric test series. If damage to non-self-restoring insulation is observed, the instrument transformer shall be considered to have failed the test.

NOTE The application of 15 positive and 15 negative impulses is specified for testing the external insulation. If other tests are agreed between manufacturer and purchaser in order to check the external insulation, then, the number of lightning impulses may be reduced to three of each polarity, not corrected for atmospheric conditions.

7.2.3.2.2 Instrument transformers having $U_m \geq 300$ kV

The test shall be performed with both positive and negative polarities. Three consecutive impulses of each polarity, not corrected for atmospheric conditions, shall be applied.

The transformer shall be considered to have passed the test if:

- no disruptive discharge occurs;
- no other evidence of insulation failure is detected (e.g. variations in the wave shape of the recorded quantities on routine tests which serve as verification tests).

7.2.3.3 Switching impulse voltage test

7.2.3.3.1 General

The test shall be performed with positive polarity. Fifteen consecutive impulses, corrected for atmospheric conditions, shall be applied.

For outdoor-type transformers the test shall be performed under wet conditions. The wetting procedure shall be in accordance with IEC 60060-1.

The following test procedure B of IEC 60060-1, adapted for HV equipment that has self-restoring and non-restoring insulation, is the preferred test procedure. The instrument transformer shall be considered to have passed the impulse tests if the following conditions are fulfilled:

- the test has at least 15 impulses;
- no disruptive discharges on non-self restoring insulation shall occur. This is confirmed by 5 consecutive impulse withstands following the last disruptive discharge;
- the number of disruptive discharges shall not exceed two.

This procedure leads to a maximum possible number of 25 impulses.

No evidence of insulation failure shall be detected (e.g. variation of the wave shape of the recorded quantities).

If disruptive discharges occur and evidence cannot be given during testing that the disruptive discharges were on self-restoring insulation, the IT shall be dismantled and inspected after the completion of the dielectric test series. If damage to non-self-restoring insulation is observed, the instrument transformer shall be considered to have failed the test.

Impulses with flashover to the walls or ceilings of the laboratory shall be disregarded.



7.2.4 Wet test for outdoor type transformers

The wetting procedure shall be in accordance with IEC 60060-1.

For instrument transformers having $U_m < 300$ kV, the test shall be performed with power-frequency voltage of the appropriate value given in Table 2 depending on the highest voltage for equipment applying corrections for atmospheric conditions.

For instrument transformers having $U_m \geq 300$ kV, the test shall be performed with switching impulse voltage of positive polarity, of the appropriate value given in Table 2, depending on the highest voltage for equipment and the rated insulation level.

7.2.5 Electromagnetic Compatibility (EMC) tests

7.2.5.1 RIV test

As the radio interference voltage level may be affected by fibers or dust settling on the insulators, it is permitted to wipe the insulators with a clean cloth before taking a measurement.

The following test procedure shall be followed:

The instrument transformer, complete with accessories, shall be dry and clean and at approximately the same temperature as the laboratory room in which the test is made.

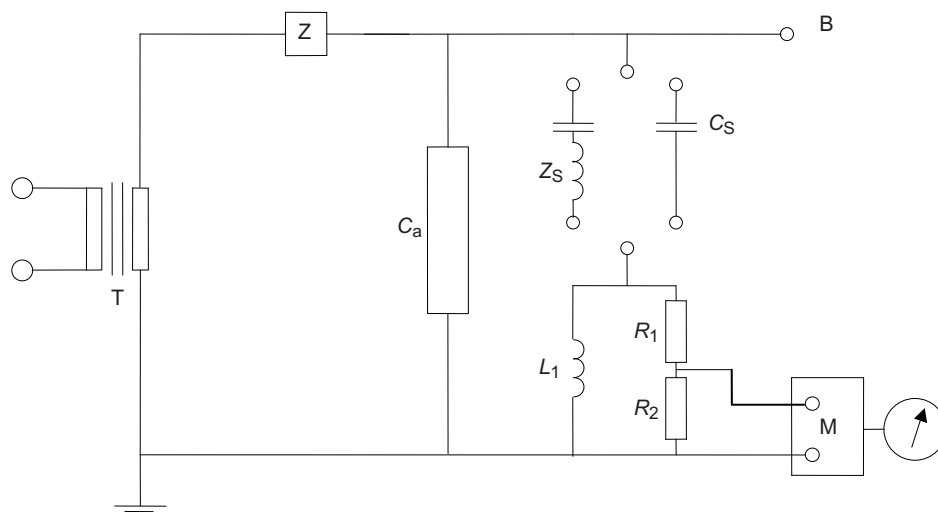
The test should be performed under the following atmospheric conditions:

- Temperature: from 10 °C to 30 °C;
- Pressure: from $0,870 \times 10^5$ Pa to $1,070 \times 10^5$ Pa;
- Relative humidity: from 45 % to 75 %.

NOTE 1 No correction factors for atmospheric conditions in accordance with IEC 60060-1 are applicable to radio interference tests.

The test connections and their ends shall not be a source of radio interference voltage.

Shielding of primary terminals simulating the operation condition should be provided to prevent spurious discharges. The use of sections of tube with spherical terminations is recommended.



Key

T test transformer

 C_a test object

Z filter

B corona-free termination

M measuring set with input resistance R_M

$$Z_S + \left(R_1 + \frac{R_2 \cdot R_M}{R_2 + R_M} \right) = 300 \, \Omega$$

 Z_S, C_S, L_1, R_1, R_2 see CISPR 18-2**Figure 4 – RIV measuring circuit**

The test voltage shall be applied between one of the terminals of the primary winding of the test object (C_a) and earth. The frame, case (if any), core (if intended to be earthed) and one terminal of each secondary winding shall be connected to earth.

The measuring circuit (see Figure 4) shall comply with CISPR 18-2. The measuring circuit shall preferably be tuned to a frequency in the range of 0,5 MHz to 2 MHz, the measuring frequency being recorded. The results shall be expressed in microvolts.

The impedance between the test conductor and earth, ($Z_S + (R_1 + R_2 // R_M)$) in Figure 4, shall be $300 \, \Omega \pm 40 \, \Omega$ with a phase angle not exceeding 20° at the measuring frequency.

A capacitor, C_S , may also be used in place of the filter Z_S and a capacitance of 1 000 pF is generally adequate.

NOTE 2 A specially designed capacitor may be necessary in order to avoid too low a resonant frequency.

The filter Z shall have a high impedance at the measuring frequency in order to decouple the power frequency source from the measuring circuit. A suitable value for this impedance has been found to be $10\,000 \, \Omega$ to $20\,000 \, \Omega$ at the measuring frequency.

The radio interference background level (radio interference caused by external field and by the high-voltage transformer) shall be at least 6 dB (preferably 10 dB) below the specified radio interference level.

NOTE 3 Care should be taken to avoid disturbances caused by nearby objects to the instrument transformer and to the test and measuring circuits.



Calibration methods for the measuring instruments and for the measuring circuit are given in CISPR 18-2.

A pre-stress voltage of $1,5 \times U_m / \sqrt{3}$ shall be applied and maintained for 30 s.

The voltage shall then be decreased to $1,1 \times U_m / \sqrt{3}$ in about 10 s and maintained to this value for 30 s before measuring the radio interference voltage.

The instrument transformer shall be considered to have passed the test if the radio interference level at $1,1 \times U_m / \sqrt{3}$ is in accordance with 6.11.2.

7.2.5.2 Immunity test

Refer to specific product standards for details.

7.2.6 Test for accuracy

See specific standards.

7.2.7 Verification of the degree of protection by enclosures

7.2.7.1 Verification of the IP coding

In accordance with the requirements specified in 6.10, tests shall be performed in accordance with IEC 60529 on the enclosures of all parts of the fully assembled equipment as under service conditions.

7.2.7.2 Mechanical impact test

In accordance with the requirements specified in 6.10.6, enclosures shall be subjected to an impact test. Three blows are applied to points of the enclosure that are likely to be the weakest points. Devices such as connectors, displays, etc. are exempt from this test.

The use of a spring-operated impact test apparatus as defined in IEC 60068-2-75 is recommended.

After the test, the enclosure shall show no breaks, the deformation of the enclosure shall not affect the normal function of the instrument transformer, and shall not reduce the specified degree of protection. Superficial damage, such as removal of paint, breaking of cooling ribs or similar parts, or minor indentations can be ignored.

7.2.8 Enclosure tightness test at ambient temperature

7.2.8.1 Closed pressure systems for gas

The tightness test on the enclosure of gas-insulated instrument transformers shall prove compliance with the requirements given in 6.2.4.2 and shall be performed on a complete transformer at ambient temperature (20 ± 10) °C.

The method shall be the cumulative method for closed pressurised systems as specified by IEC 60068-2-17 (test method 1 of Qm test).

Every opening present on the transformer enclosure shall be sealed with the original sealing device.

The transformer shall be filled with the same gas mixture as used in service at the rated filling pressure at 20 °C ambient temperature.



The sensitivity of the leakage measurement shall be such as to detect a leakage rate corresponding to about 0,25 %/year.

NOTE 1 The sensitivity of a leakage measurement changes with the sensitivity of the leakage meter, with the capacity of the volume of measurement and with the time between two concentration measurements.

The test shall be started after at least 1 h from the completion of the filling of the instrument transformer, in order to allow stabilisation of the leakage flow.

NOTE 2 The tightness type test is not necessary if the routine tightness test is performed using the cumulative method (test method 1 of Qm test)

7.2.9 Pressure test for the enclosure

For gas-insulated, metal-enclosed instrument transformers, refer to 6.103 of IEC 62271-203.

For insulators of gas-insulated instrument transformers, refer to IEC 62155 and IEC 61462-2.

7.3 Routine tests

7.3.1 Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals

The power-frequency withstand test shall be performed in accordance with IEC 60060-1.

The test voltage shall have the appropriate value given in Table 2, depending on the highest voltage for equipment. The duration shall be 60 s, unless otherwise specified.

The test voltage shall be applied:

- between the primary terminals and earth,
- between primary terminals, where applicable.

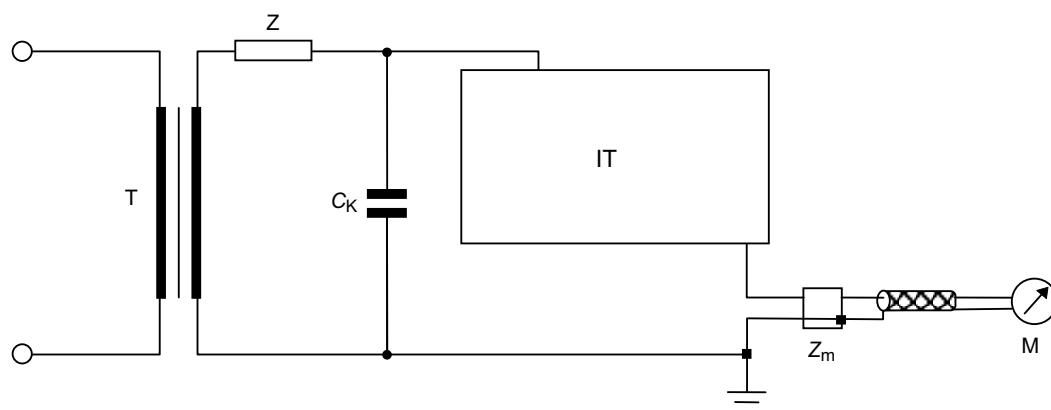
The secondary terminals, the frame, case (if any) and core (if there is a special earth terminal) shall be connected to earth.

Repeated power-frequency tests on primary terminals should be performed at 80 % of the specified test voltage.

7.3.2 Partial discharge measurement

7.3.2.1 Test circuit and instrumentation

The test circuit and the instrumentation used shall be in accordance with IEC 60270. Some examples of test circuits are shown in Figures 5 to 7.



Key

T test transformer

IT instrument transformer to be tested

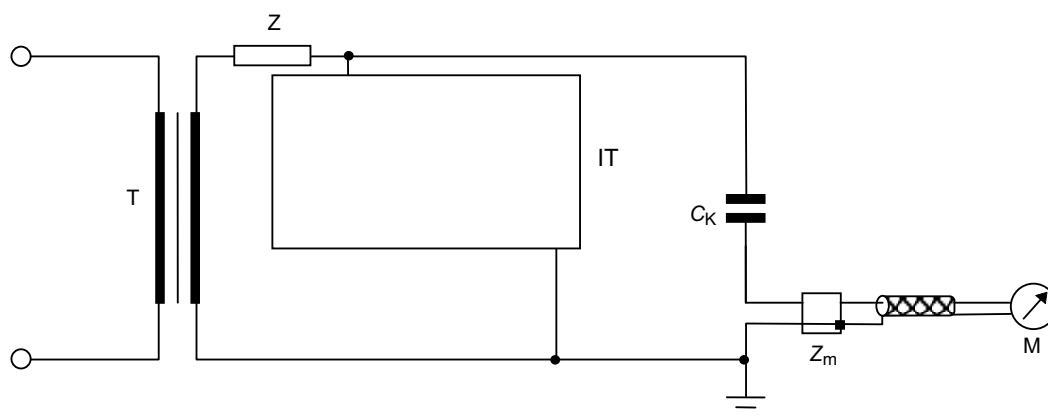
C_k coupling capacitor

M PD measuring instrument

Z_m measuring impedance

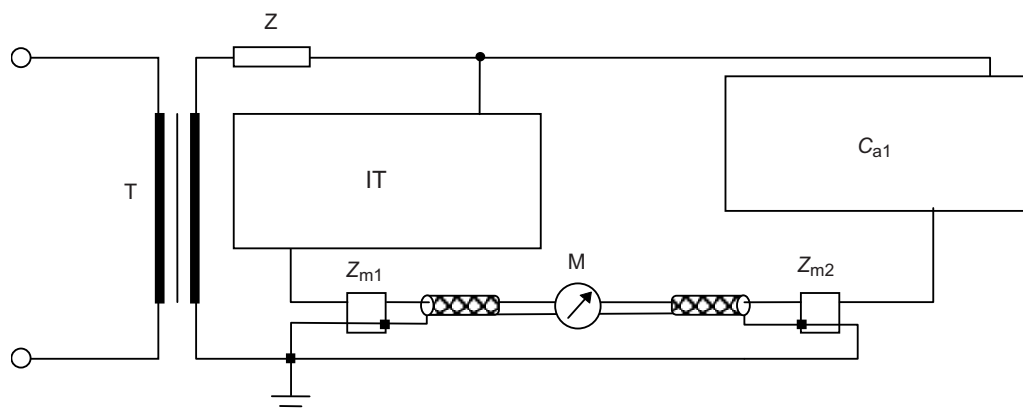
Z filter

Figure 5 – Test circuit for partial discharge measurement



Key: see Figure 5.

Figure 6 – Alternative circuit for partial discharge measurement



Key

Symbols as in Figure 5

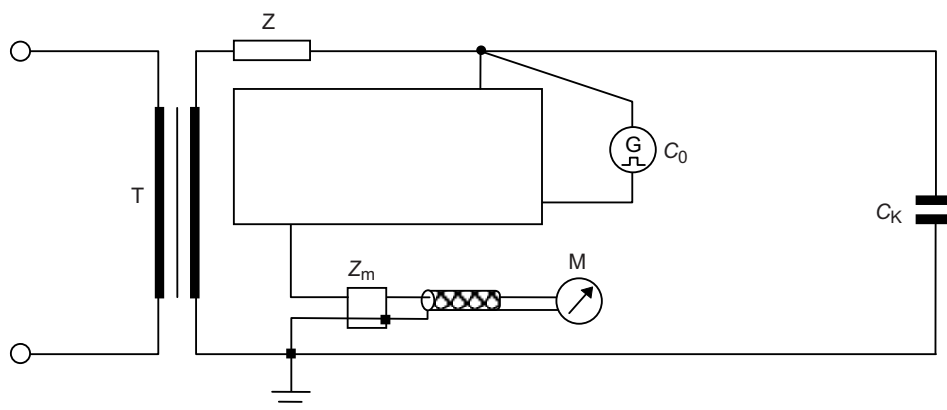
Z filter (not present if C_k is the capacitance of the test transformer)

C_{a1} auxiliary PD free object

Z_{m1} and Z_{m2} measuring impedances

Figure 7 – Example of balanced test circuit for partial discharge measurement

The instrument used shall measure the apparent charge q expressed in picocoulomb (pC). Its calibration shall be performed in the test circuit (see an example in Figure 8).



Key

Symbols as in Figure 5

G impulse generator with capacitance C_0

T test transformer for partial discharge measurement

Figure 8 – Example of calibration circuit for partial discharge measurement

A wide-band instrument shall have a bandwidth of at least 100 kHz with an upper cut-off frequency not exceeding 1,2 MHz.

Narrow-band instruments shall have their resonance frequency in the range 0,15 to 2 MHz. Preferred values should be in the range from 0,5 to 2 MHz but, if feasible, the measurement should be performed at the frequency which gives the highest sensitivity.



The sensitivity shall allow detection of a partial discharge level of 5 pC.

NOTE 1 The noise must be sufficiently lower than the sensitivity. Pulses that are known to be caused by external disturbances may be disregarded.

NOTE 2 For the suppression of external noise, the balanced test circuit (see Figure 7) is appropriate.

NOTE 3 When electronic signal processing and recovery are used to reduce the background noise, this must be demonstrated by varying its parameters so that it allows the detection of repeatedly occurring pulses.

7.3.2.2 Partial discharge test procedure

After a prestressing performed according to procedures A or B, the partial discharge test voltages specified in Table 3 are reached, and the corresponding partial discharge levels are measured in a time within 30 s.

The measured partial discharge shall not exceed the limits specified in Table 3.

Procedure A: the partial discharge test voltages are reached while decreasing the voltage after the power-frequency withstand test.

Procedure B: the partial discharge test is performed after the power-frequency withstand test. The applied voltage is raised to 80 % of the power-frequency withstand voltage, maintained for not less than 60 s, then reduced without interruption to the specified partial discharge test voltages.

If not otherwise specified, the choice of the procedure is left to the manufacturer. The test method used shall be indicated in the test report.

7.3.3 Power-frequency voltage withstand tests between sections

This test is applicable only to instrument transformers having more than one section.

The test voltage according to 5.3.4 shall be applied for 60 s in turn between the short circuited terminals of each section.

The frame, case (if any), core (if there is a special earth terminal), and the terminals of all the other terminals or sections shall be connected together and to earth.

7.3.4 Power-frequency voltage withstand tests on secondary terminals

The test voltage according to 5.3.5 shall be applied for 60 s in turn between the short circuited terminals of each winding and earth.

The frame, case (if any), core (if there is a special earth terminal), and all the other terminals shall be connected to earth.

7.3.5 Test for accuracy

See specific standards.

7.3.6 Verification of markings

It shall be verified that the nameplate and terminal markings are correct.

7.3.7 Enclosure tightness test at ambient temperature

7.3.7.1 Closed pressure systems for gas

The tightness test on the enclosure of gas-insulated instrument transformers shall prove compliance with the requirements given in 6.2.4 and shall be performed on a complete transformer at ambient temperature (20 ± 10) °C.

If possible, the method will be the cumulative method for closed pressurised systems as specified by IEC 60068-2-17 (test method 1 of Qm test). Leakage detection using a sniffing device may be used. If a leak is detected with the leakage detector, then the leakage shall be quantified using the cumulative method.



The test should be started at least 1 h after the filling of the transformer in order to reach a stabilised leakage flow.

The sensitivity of the leakage measurement shall be such as to detect a leakage rate corresponding to about 0,25 %/year.

7.3.7.2 Liquid systems

The purpose of tightness tests is to demonstrate that there is no leakage.

The object under test shall be assembled as in the service condition with all its accessories and its normal fluid, mounted as close as possible to that in service (i.e. framework, fixing etc.).

7.3.8 Pressure test for the enclosure

Refer to 7.2.9.

7.4 Special tests

7.4.1 Chopped impulse voltage withstand test on primary terminals

The test shall be carried out with negative polarity only and combined with the negative polarity lightning impulse test in the manner described below.

The voltage shall be a standard lightning impulse as defined in IEC 60060-1, chopped between 2 μ s and 5 μ s. The chopping circuit shall be so arranged that the amount of over swing of opposite polarity of the recorded impulse shall be limited to approximately 30 % of the peak value.

The test voltage of the full impulses shall have the appropriate value, given in Table 2 depending on the highest voltage for equipment and the specified insulation level.

The chopped impulse test voltage shall be in accordance with 5.3.3.2.

The sequence of impulse applications shall be as following:

a) for instrument transformers having $U_m < 300$ kV:

- one full impulse;
- two chopped impulses (four chopped impulses for unearthed voltage transformers);
- fourteen full impulses.

For unearthed voltage transformers, two chopped impulses and approximately half of the 15 full impulses shall be applied to each terminal.

b) for instrument transformers having $U_m \geq 300$ kV:

- one full impulse;
- two chopped impulses;
- two full impulses.

Differences in the wave shape of full-wave applications before and after the chopped impulses are an indication of an internal fault.

Flashovers during chopped impulses along self-restoring external insulation shall be disregarded in the evaluation of the behavior of the insulation.



7.4.2 Multiple chopped impulse test on primary terminals

The test should be made to prove compliance with 6.8.

The test shall be performed by applying multiple impulses of negative polarity chopped close to the crest.

The test voltage shall be applied between the primary terminals (connected together) and earth for CT's, and between the primary high voltage terminals and the primary earth terminals for earthed voltage transformers. The frame, case (if any), core (if intended to be earthed) and all the terminals of the secondary winding(s) shall be connected to earth.

- The prescribed peak value of the test voltage shall be 70 % of the rated lightning impulse withstand voltage. The impulse front of the test voltage should be 1,2/50 μ s wave.
- The virtual duration of voltage collapse, measured according to IEC 60060-1, shall not exceed 0,5 μ s and the circuit shall be so arranged that the over swing to opposite polarity of the impulse shall be approximately 30 % of the prescribed peak voltage.

600 consecutive impulses shall be applied, approximately at a rate of 1 impulse/min.

NOTE The number of impulses could be reduced to 100 by agreement between the manufacturer and the purchaser.

The wave shape shall be recorded at the beginning and at the end of the test, as well as after a minimum of every 100 impulses.

The criteria for evaluating the result should be based on the following requirements:

- the comparison of the impulse voltages recorded at the beginning and after each 100 impulses should not give evidence of any modification which could be attributed to internal discharges;
- the level of the partial discharges measured should not exceed the values of Table 3;
- the measurement of capacitance and dielectric dissipation factor measured before and after at least 24 h from the conclusion of the test. The results should be the same, apart from the uncertainty attributed to the test method used and to the effects of negligible quantities that may influence the result (e. g., temperature of the insulating materials);
- the increase of the dissolved gases in oil, measured 72 h after the test, shall not exceed the following values:
 - hydrogen (H_2): 20 μ l/l (minimum detectable level 3 μ l/l),
 - methane (CH_4): 5 μ l/l (minimum detectable level: 0,1 μ l/l)
 - acetylene (C_2H_2): 1 μ l/l (minimum detectable level: 0,1 μ l/l).

Oil sampling procedure should be in accordance with IEC 60567.

When any of the indicated requirements is not met, the instrument transformer shall be considered to have failed the test.

7.4.3 Measurement of capacitance and dielectric dissipation factor

The main purpose is to check the uniformity of the production. Limits for the permissible variations may be the subject of an agreement between manufacturer and purchaser.

The test shall be carried out after the power-frequency withstand test on the primary terminals. For a CVT this test shall be applied both before and after.



The dielectric dissipation factor is dependent on the insulation design, and on both voltage and temperature. Its value at $U_m/\sqrt{3}$ and ambient temperature normally does not exceed 0,005.

The test shall be performed with the instrument transformer at ambient temperature, the value of which shall be recorded.

The values of capacitance and dielectric dissipation factor ($\tan \delta$) shall be referred to the rated frequency and to a voltage level in the range from 10 kV to $U_m/\sqrt{3}$.

NOTE The dielectric dissipation factor test is not applicable to gas-insulated instrument transformers.

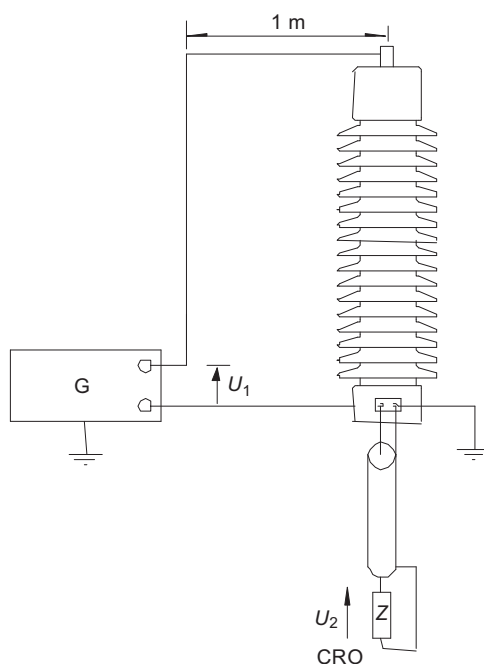
7.4.4 Transmitted overvoltage test

This test is made to prove compliance with 6.11.4.

A low voltage impulse (U_1) shall be applied between one of the primary terminals and earth (see Figure 9).

For instrument transformers for GIS, the impulse shall be applied through a 50Ω coaxial cable adapter according to Figure 10. The enclosure of the GIS section shall be connected to earth as planned in service.

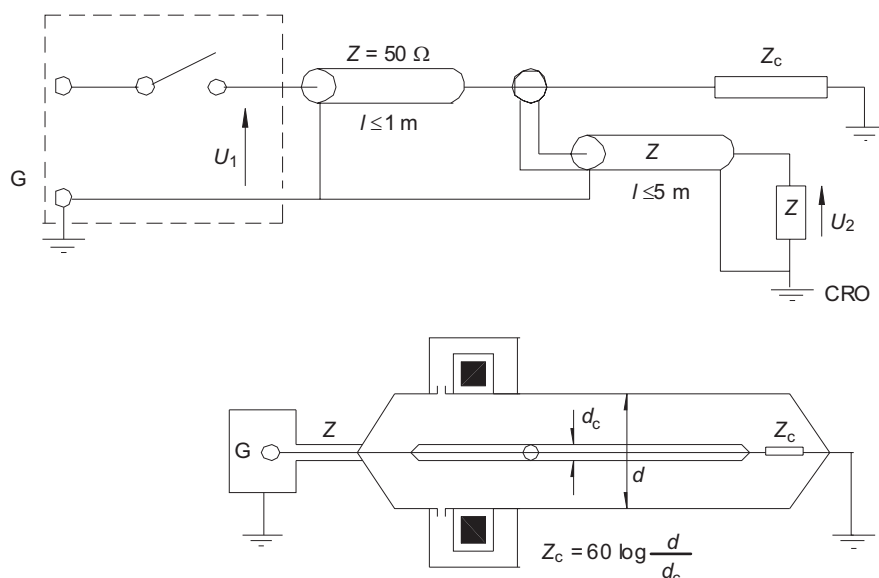
For other applications, the test circuit shall be as described in Figure 9.



Key

- G Test generator
- U_1 Test voltage
- U_2 Transmitted voltage
- CRO Oscilloscope

Figure 9 – Transmitted overvoltages measurement: general test configuration



Key	
G	Test generator
Z	50 Ω coaxial feed-through terminator
CRO	Cathode Ray Oscilloscope
U_1	Test voltage
U_2	Transmitted voltage
Z	50 Ω coaxial cable
Z_c	Load

**Figure 10 – Transmitted overvoltages measurement:
test circuit and GIS Test configuration (CT)**

The terminal(s) of the secondary winding(s) intended to be earthed shall be connected to the frame and to earth.

The transmitted voltage (U_2) shall be measured at the open secondary terminals through a 50 Ω coaxial cable terminated with the 50 Ω input impedance of an oscilloscope having a bandwidth of 100 MHz or higher which reads the peak value.

NOTE 1 Other test methods to avoid the intrusion of the instrumentation may be agreed between manufacturer and purchaser.

If the instrument transformer comprises more than one secondary winding, the measurement shall be successively performed on each one of the windings.

In the case of secondary windings with intermediate tapplings, the measurement shall be performed only on the tapping corresponding to the full winding.

The overvoltages transmitted to the secondary winding (U_s) for the specified overvoltages (U_p) applied to the primary winding shall be calculated as follows:

$$U_s = U_p \times U_2 / U_1$$

In case of oscillations on the crest, a mean curve should be drawn, and the maximum amplitude of this curve is considered as the peak value U_1 for the calculation of the transmitted voltage.



NOTE 2 Amplitude and frequency of the oscillation on the voltage wave may affect the transmitted voltage.

The instrument transformer is considered to have passed the test if the value of the transmitted overvoltage does not exceed the limits given in Table 9.

7.4.5 Mechanical tests

The tests are carried out to demonstrate that an instrument transformer is capable of complying with the requirements specified in 6.7.

The instrument transformer shall be completely assembled, installed in a vertical position with the frame rigidly fixed.

Liquid-immersed instrument transformers shall be filled with the specified insulation medium and submitted to the operating pressure.

Gas insulated free-standing instrument transformers shall be filled with specified gas or gas mixture at rated filling pressure.

For each of the conditions indicated in Table 12, the test loads shall be increased smoothly within 30 s to 90 s to the test load values according to Table 7. When the value is reached, it will be maintained for at least 60 s. During this time the deflection shall be measured. The test load shall then be released smoothly and the residual deflection shall be recorded.

The instrument transformer shall be considered to have passed the test if there is no evidence of damage (deformation, rupture or leakage).



Table 12 – Modalities of application of the test loads to be applied to the line primary terminals

Instrument transformer type	Modality of application	
With voltage terminal	Horizontal	
	Vertical	
With through current terminals	Horizontal to each terminal	
	Vertical to each terminal	
The test load shall be applied to the centre of the terminal.		

7.4.6 Internal arc fault test

The test should be made to prove compliance with 6.9. The instrument transformer shall be equipped with all accessories and shall be mounted to simulate service conditions.

The base of the transformer shall be mounted on a pedestal of at least 500 mm high. For gas-insulated instrument transformers, the filling pressure shall not be less than the rated filling pressure at 20 °C.

For the internal arc fault test, a containment area encircling the object under test for projected parts shall be defined. The diameter of this area shall be equal to the transformer diameter (largest dimension) plus twice the specimen height, with a minimum diameter of 2 m.



The test shall be carried out with the transformer initially at ambient temperature.

The test current frequency shall be between 48 Hz to 62 Hz.

The test current shall be the one specified in 6.9.

The tolerances admitted are the following:

- ± 5 % on the r.m.s. value;
- ± 5 % on the duration.

The power of the supply shall be sufficient to practically maintain the sinusoidal arc fault current throughout the entire duration of the test.

The arc inside the test object can be incepted by a wire of 1 mm to 3 mm diameter placed between the high and low voltage shield through the main insulation or by means of an equivalent device.

For gas insulated instrument transformers, the arc inception shall be located in the highest dielectric stressed area.

For oil-immersed instrument transformers, the location of the arc inception shall be agreed between the manufacturer and the purchaser.

NOTE For top core oil-immersed current transformers, in many cases the area in which failure in service is initiated is located in the upper part of the main insulation. For hair pin oil-immersed instrument transformers this area is generally located in the bottom part of the main insulation.

The instrument transformer is considered to have successfully passed the test if the performance criteria described in 6.9 are met.

In the event that an instrument transformer of similar design is already qualified, the manufacturer shall provide the documents demonstrating the ability of the non-qualified instrument transformer to withstand an internal arc fault without performing any additional test.

7.4.7 Enclosure tightness tests at low and high temperatures

The tightness test on the enclosure of gas-insulated instrument transformers shall prove compliance with the requirements given in 6.2.4.2 and shall be performed on a complete transformer at the specified extreme limits of the temperature category.

The method shall be the cumulative method for closed pressurised systems as specified by IEC 60068-2-17 (test method 1 of Qm test).

Every opening present on the transformer enclosure shall be sealed with the original sealing device.

The position of the transformer may be different from the service position due to physical limitations of the environmental chamber.

The ambient temperature shall be measured with a minimum of three sensors located at approximately 0,3 m from the transformer and equally distributed along its height.

The test shall be started after at least 1 h from the completion of the filling of the instrument transformer, in order to allow stabilisation of the leakage flow.



The two series of tests shall be performed as follows:

- the measurement of the leakage rate shall be performed at ambient temperature (20 ± 10) °C;
- the temperature of the environmental chamber shall be decreased (or increased) to the lower (or higher) limit corresponding to the temperature category of the transformer at an average rate of ± 10 K/h;
- the transformer shall be maintained at the minimum (or maximum) temperatures for at least 24 h, with a tolerance of ± 5 K, before taking the measurement of the leakage rate;
- the measurement of the leakage rate is carried out at low (or high) temperature;
- the temperature of the environmental chamber shall be increased (or decreased) to the ambient temperature at an average rate of ± 10 K/h;
- the measurement of the leakage rate after the transformer has stabilised at ambient temperature (20 ± 10) °C.

7.4.8 Gas dew point test

The gas dew-point shall be determined 24 h after gas filling, as a routine or a sample test, in order to prove compliance with the requirements given in 6.2.2.

The dew-point determination shall be carried out in accordance with IEC 60376 or IEC 60480 24 h after refilling.

If not otherwise agreed, the choice of the test modality is left to the manufacturer.

7.4.9 Corrosion test

7.4.9.1 Test procedure

A specific corrosion test should be performed according to the relevant IEC standard; reference is made to IEC 60068-1.

The test may be performed on representative models using the same materials as the instrument transformer under consideration.

EXAMPLE

- The tested equipment shall be submitted to environmental testing Ka (salt mist) according to IEC 60068-2-11. The duration of the test is 168 h.
- In addition, for painted surfaces, the resistance to humid atmospheres containing sulphur dioxide shall be tested according to ISO 3231.

7.4.9.2 Criteria to pass the test

- The tightness of the representative model shall not be affected by corrosion, either by visual inspection or by measurement.
- If the surface is painted, no trace of degradation shall be noticed.
- The concerned functionality of the representative model shall not be affected.
- The dismantling of the assemblies shall not be affected.
- The degree of corrosion, if any, should be indicated in the test report.



7.4.10 Fire hazard test

See Annex C.

7.5 Sample tests

See Annex D.

8 Rules for transport, storage, erection, operation and maintenance

See Annex B.

9 Safety

High-voltage equipment can be safe only when installed in accordance with the relevant installation rules, and used and maintained in accordance with the manufacturer's instructions in terms of:

- electrical aspects;
- mechanical aspects;
- thermal aspects.

High-voltage equipment shall only be operated and maintained by competent persons. Where possible it shall only be accessible to such competent persons but where unrestricted access is available to instrument transformers, additional safety features may be required.

10 Influence of products on the natural environment

The need to minimize the impact of instrument transformers during all phases of their life on the natural environment is now recognized.

IEC guide 109 gives guidance with regard to life cycle impacts, recycling and disposal at the end of life.

The manufacturer should specify information regarding any environmental aspects of the instrument transformer during service life, dismantling of the equipment and disposal.



Annex A (normative)

Identification of test specimen

A.1 General

The following data and drawings, as applicable, shall be submitted by the manufacturer to the testing laboratory, in respect of each test and sample (but not necessarily included in the test report). Information to be included in the test report is given in 7.2.1.2.

A.2 Data

- manufacturer's name;
- type designation, ratings and serial number of IT;
- outline description of IT;
- rated characteristics of fuse links and protective devices, if any.

A.3 Drawings

Example of drawing to be submitted

Drawings to be submitted	Drawing content (as applicable)
Circuit diagram	Type designation of principal components
General layout	Overall dimensions Enclosure (s) Pressure-relief devices Conducting parts of main circuit Earthing connections Electrical clearances to earth, Liquid or gas insulation type and level Location and type designation of insulators
Detailed drawings of insulators	Material Dimensions (including profile and creepage distances)
Detailed drawings of parts of the main circuit and associated components	Dimensions and material of principal parts Details of terminals (dimensions, primary and secondary materials)
Electrical diagram of auxiliary and control circuits (if applicable)	Type designation of all components



Annex B (informative)

Rules for transport, storage, erection, operation and maintenance

B.1 General

It is essential that the transport, storage and installation of instrument transformers, as well as their operation and maintenance in service, be performed in accordance with instructions given by the manufacturer.

Consequently, the manufacturer should provide on time instructions for the transport, storage, installation, operation and maintenance of instrument transformers.

B.2 Conditions during transport, storage and installation

A special agreement should be made between manufacturer and purchaser if the service conditions defined in the order cannot be guaranteed during transport and storage. Special precautions may be essential for the protection of insulation during transport, storage and installation, and prior to energising, to prevent moisture absorption due, for instance, to rain, snow or condensation. Vibrations during transport should be considered. Appropriate instructions should be given.

Gas insulated instrument transformers should be filled to a pressure sufficient to maintain positive pressure during transportation. A factory filling pressure of $1,3 \times 10^5$ Pa abs at 20 °C is appropriate for all IEC instrument transformer temperature categories.

B.3 Installation

B.3.1 General

For each type of instrument transformer the installation instructions provided by the manufacturer should at least include the items listed below.

B.3.2 Unpacking and lifting

Required information for unpacking and lifting safely, including details of any special lifting and positioning devices which are necessary, should be given.

At the arrival on site and before the final filling, the instrument transformer should be checked according to the manufacturer's instructions. For gas insulated instrument transformers, the gas pressure measured at ambient temperature should be above the atmospheric pressure.

B.3.3 Assembly

When the instrument transformer is not fully assembled for transport, all transport units should be clearly marked. Drawings showing assembly of these parts should be provided with the instrument transformer.



B.3.4 Mounting

Instructions for the mounting of instrument transformers, operating devices and auxiliary equipment should include sufficient details of locations and foundations to enable site preparation to be completed.

B.3.5 Connections

Instructions should include information on:

- a) connection of conductors, comprising the necessary advice to prevent overheating and unnecessary strain on the instrument transformers and to provide adequate clearance distances;
- b) connection of auxiliary circuits;
- c) connection of liquid or gas systems, if any, including size and arrangement of piping;
- d) connection for earthing;
- e) type of cable to be connected at the secondary terminals: the manufacturer should indicate a recommended cable.

B.3.6 Final installation inspection

Instruction should be provided for inspection and tests which should be made after the instrument transformer has been installed and all connections have been completed.

These instructions should include:

- a schedule of recommended site tests to establish correct operation;
- procedures for carrying out any adjustment that may be necessary to obtain correct operation;
- recommendations for any relevant measurements that should be made and recorded to help with future maintenance decisions;
- instructions for final inspection and putting into service.

NOTE When an optical system is used, it is important to verify its integrity and to perform functional tests during final inspection to ensure that no physical damage has occurred to the fibre during installation.

The results of the tests and inspection should be recorded in a commissioning report.

Gas insulated instrument transformers should be submitted to the following final checking:

- Measurement of gas pressure
The pressure of the gas measured at the end of filling and standard atmospheric air conditions (20 °C and 101,3 kPa) should be not less than the rated filling pressure.
- Measurement of the dew point
The gas dew point at rated filling pressure should not exceed –5 °C when measured at 20 °C. Adequate corrections should be applied for measurement at the other temperatures.



– Enclosure tightness check

The check should be performed with the probing method for closed pressurized systems as specified for the routine test (7.3.7.1). The check should be started at least 1 h after the filling of the transformer in order to reach a stabilized leakage flow. The check can be limited to gaskets, over pressure devices, valves, terminals, manometers, temperature sensors, etc., using a suitable leak detector.

B.4 Operation

The instructions given by the manufacturer should contain the following information:

- a general description of the equipment with particular attention to the technical description of its characteristics and all operational features provided, so that the purchaser has an adequate understanding of the main principles involved;
- the minimum wake up current (when applicable);
- a description of the safety features of the equipment and their operation;
- as relevant, a description of the action to be taken to manipulate the equipment for maintenance and testing.

B.5 Maintenance

General

The effectiveness of maintenance depends mainly on the way instructions are prepared by the manufacturer and implemented by the purchaser

Recommendation for the manufacturer

a) The manufacturer should issue a maintenance manual including the following information:

- 1) Maintenance frequency and active time;
- 2) Detailed description of the maintenance work;
 - recommended place for the maintenance work (indoor, outdoor, in factory, on site, etc.);
 - procedures for inspection, diagnostic tests, examination, overhaul, check of functionality (limits of values and tolerances, for example, optoelectrical component operating efficiency);
 - reference to drawings;
 - reference to part numbers (when applicable);
 - use of special equipment or tools (cleaning and degreasing agents);
 - precautions to be observed (e.g; cleanliness).
- 3) Comprehensive drawings of the details of the instrument transformers important for maintenance, with clear identification (part number and description) of assemblies, sub-assemblies and significant parts.

NOTE Expanded detailed drawings which indicate the relative position of components in assemblies and sub-assemblies are a recommended illustration method.
- 4) List of recommended spare-parts (description, reference number, quantities, etc.) and advice for storage.
- 5) Estimate of active scheduled maintenance time.
- 6) How to proceed with the equipment at the end of its operating life, taking into consideration environmental requirements.



- b) The manufacturer should inform the users about corrective actions required by possible systematic defects and failures where necessary.
- c) Availability of spares: The manufacturer should be responsible for ensuring the continued availability of recommended spare parts required for maintenance for a period not less than 10 years from the date of the final manufacture of the instrument transformer

Recommendations for the purchaser

- a) If the purchaser wishes to do his own maintenance, he should ensure that his staff are suitably qualified and have a detailed knowledge of the instrument transformer.
- b) The purchaser should record the following information:
 - the serial number and the type of the instrument transformer;
 - the date when the instrument transformer is put in service;
 - the results of all measurements and tests including diagnostic tests carried out during the life of the instrument transformer;
 - dates and extent of the maintenance work carried out;
 - the service history, including records of the instrument transformers measurement during and following a special operating condition (e.g. fault and post fault operating state);
 - references to any failure report.
- c) In case of failure and defects, the purchaser should make a failure report and should inform the manufacturer by stating the special circumstances and measures taken. Depending upon the nature of the failure, an analysis of the failure should be made in collaboration with the manufacturer.
- d) In case of disassembling for reinstallation in the future, the purchaser shall record the time and storage conditions.

B.6 Failure report

The purpose of the failure report is to standardize the recording of the instrument transformers failures with the following objectives:

- to describe the failure using a common terminology;
- to provide data for the purchaser statistics;
- to provide a meaningful feedback to the manufacturer;

The following gives guidance on how to make a failure report.



A failure report should include the following whenever such data is available:

a)	Identification of the instrument transformers which failed:	
–	substation name;	
–	identification of the instrument transformer (manufacturer, type, serial number, ratings);	
–	Instrument transformer construction (oil or SF ₆ insulation, self-supported or busbar supported, mechanical coupled to a circuit breaker or not);	
–	Instrument transformers technology used; (air core coil, iron core coil, optical)	
–	location (indoor, outdoor);	
–	enclosure.	
b)	History of the instrument transformers:	
–	history of the storage;	
–	date of commissioning of the equipment	
–	date of failure/defect;	
–	date of last maintenance;	
–	date of the last visual check of the oil level indicator	
–	details of any changes made to the equipment since manufacture;	
–	condition of the instrument transformers when the failure/defect was discovered (in service, maintenance, etc.).	
c)	Identification of the sub-assembly/component responsible for the primary failure/defect:	
–	high-voltage stressed components;	
–	electrical control and auxiliary circuits;	
–	other components.	
d)	Stresses presumed to contribute to the failure/defect	
–	environmental conditions (temperature, wind, snow, ice, pollution, lightning, etc.).	
–	grid conditions (switching operations, failure of other equipment, etc.)	
–	others	
e)	Classification of the failure/defect	
–	major failure;	
–	minor failure;	
–	defect.	
f)	Origin and cause of the failure/defect	
–	origin (mechanical, electrical, electronic, tightness if applicable);	
–	cause in the opinion of the person having established the report (design, manufacture, inadequate instructions, incorrect mounting, incorrect maintenance, stresses beyond those specified, etc.).	
g)	Consequences of the failures or defect	
–	instrument transformers down-time;	
–	time consumption for repair;	
–	labor cost;	
–	spare parts cost.	



A failure report may include the following information:

- drawings, sketches;
- photographs of defective components;
- single-line station diagram;
- records or plots;
- reference to maintenance manual.



Annex C **(informative)**

Fire hazard

C.1 Fire hazard

As the risk of fire is present, the likelihood of fire should be reduced under conditions of normal use, and even in the event of foreseeable abnormal use, malfunction or failure.

The first objective is to prevent ignition due to an electrically energized part. The second objective is to limit the impact of the fire.

When possible, materials should be chosen or the parts designed in such a way that they retard the propagation of fire in the equipment and reduce harmful effects on the local environment.

In the case where product performance requires the use of flammable materials, product design should take flame retardation into account, where possible.

The information supplied by the manufacturer should enable the purchaser to make risk evaluation during normal and abnormal operation.

Guidance is given in Table C.1.

Table C.1 – Fire hazard of electrotechnical products

Guidance for assessing the fire hazard	Minimization of toxic hazards due to fires
IEC 60695-1-1	IEC 60695-7-1

C.2 Fire hazard test

If requested, based on IEC 60695-1-30 and IEC 60695-7-1.



Annex D (informative)

Sample test

D.1 Sample test definition

A selected type or special test performed on one or more complete instrument transformers out of a specified production batch.

D.2 Sample tests

In order to monitor the required adequacy of the production series, the manufacturer should define, execute and document the sample test program according to the production quantities (e.g. every 300 units of the same type defined by the same type test reports).

The recommended sample test is the lightning impulse test on the primary terminals.



Bibliography

IEC 60028: *International standard of resistance for copper*

NOTE Harmonized in EN 60068-2 series (not modified).

IEC 60038: *IEC standard voltages*

NOTE Harmonized as HD 472 S2:1989 (modified), with the following title "*Nominal voltages for low-voltage public electricity supply systems*"

IEC 60068-2: *Environmental testing – Part 2: tests A: Cold*

IEC 60071-2: *Insulation co-ordination – Part 2: Application guide*

NOTE Harmonized as EN 60071-2:1997 (not modified).

IEC 60121: *Recommendation for commercial annealed aluminium electrical conductor wire*

IEC 60255-22-1: *Electrical relays – Part 22-1: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment – 1 MHz burst immunity tests*

NOTE Harmonized as EN 60565:2007 (not modified).

IEC 60565: *Underwater acoustics – Hydrophones – Calibration in the frequency range 0,01 Hz to 1 MHz*

NOTE Harmonized as EN 60565:2007 (not modified).

IEC 60599: *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*

NOTE Harmonized as EN 60599:1999 (not modified).

IEC 60660: *Insulators – Tests on indoor post insulators of organic material for systems with nominal voltages greater than 1 kV up to but not including 300 kV*

NOTE Harmonized as EN 60660:1999 (not modified).

IEC 60664-1: *Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests*

NOTE Harmonized as EN 60664-1:2007 (not modified).

IEC 60869: *Fibre optic attenuators*

NOTE Harmonized in EN 60869 series (not modified).

IEC 60943: *Guidance concerning the permissible temperature rise for parts of electrical equipment in particular for terminals*

IEC 61000 (all parts): *Electromagnetic compatibility (EMC)*

NOTE Harmonized in EN 61000 series (modified).

IEC 61109: *Composite insulation for a.c. overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V. Definitions, test methods and acceptance criteria*

NOTE Harmonized as EN 61109:2008 (not modified).

IEC 61161: *Ultrasonics – Power measurement – Radiation force balances and performance requirements*

NOTE Harmonized as EN 61161:2007 (not modified)



IEC 61181: *Mineral oil-filled electrical equipment – Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment*

| NOTE Harmonized as EN 61181:2007 (not modified).

IEC 62271-100: *High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers*

CISPR 11: *Industrial, scientific and medical (ISM) radio frequency equipment – Electromagnetic disturbance characteristics – Limits and method of measurement*

| NOTE Harmonized as EN 55011:2007 (modified).

CISPR 16-1-1: *Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods – Part 1: Radio disturbance and immunity measuring apparatus*

| NOTE Harmonized as EN 55016-1-1:2007 (not modified).

ISO 9001: *Quality management systems – Requirements*

| NOTE Harmonized as EN ISO 9001:2008 (not modified).



Annex ZA (normative)

Normative references to international publications with their corresponding European publications

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

NOTE When an international publication has been modified by common modifications, indicated by (mod), the relevant EN/HD applies.

<u>Publication</u>	<u>Year</u>	<u>Title</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Year</u>
IEC 60060-1	- ¹	High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements	HD 588.1 S1	1991 ²
IEC 60068-2-11	- ¹	Environmental testing - Part 2: Tests - Test Ka: Salt mist	EN 60068-2-11	1999 ²
IEC 60068-2-17	- ¹	Environmental testing - Part 2: Tests - Test Q: Sealing	EN 60068-2-17	1994 ²
IEC 60068-2-75	- ¹	Environmental testing - Part 2-75: Tests - Test Eh: Hammer tests	EN 60068-2-75	1997 ²
IEC 60071-1	- ¹	Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules	EN 60071-1	2006 ²
IEC 60085	- ¹	Electrical insulation - Thermal evaluation and designation	EN 60085	2008 ²
IEC 60270	- ¹	High-voltage test techniques - Partial discharge measurements	EN 60270	2001 ²
IEC 60296	- ¹	Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear	EN 60296 + corr. September	2004 ² 2004
IEC 60376	- ¹	Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF ₆) for use in electrical equipment	EN 60376	2005 ²
IEC 60417	Data- base	Graphical symbols for use on equipment	-	-
IEC 60455	Series	Resin based reactive compounds used for electrical insulation	EN 60455	Series
IEC 60480	- ¹	Guidelines for the checking and treatment of sulphur hexafluoride (SF ₆) taken from electrical equipment and specification for its re-use	EN 60480	2004 ²

¹ Undated reference.

² Valid edition at date of issue.



<u>Publication</u>	<u>Year</u>	<u>Title</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Year</u>
IEC 60529	- ¹	Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)	EN 60529 + corr. May	1991 ² 1993
IEC 60567	- ¹	Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases – Guidance	EN 60567	2005 ²
IEC 60694	- ¹	Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards	EN 60694 + corr. May	1996 ³ 1999
IEC 60695-1-1	- ¹	Fire hazard testing - Part 1-1: Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products - General guidelines	EN 60695-1-1	2000 ²
IEC 60695-1-30	- ¹	Fire hazard testing - Part 1-30: Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products - Preselection testing process - General guidelines	EN 60695-1-30	2008 ²
IEC 60695-7-1	- ¹	Fire hazard testing - Part 7-1: Toxicity of fire effluent - General guidance	EN 60695-7-1	2004 ²
IEC 60721-3-3	- ¹	Classification of environmental conditions - Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Section 3: Stationary use at weatherprotected locations	EN 60721-3-3	1995 ²
IEC/TR 60815	- ¹	Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions	-	-
IEC 60867	- ¹	Insulating liquids - Specifications for unused liquids based on synthetic aromatic hydrocarbons	EN 60867	1994 ²
IEC 61462	- ¹	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	EN 61462	2007 ²
IEC/TR 61634	- ⁴	High-voltage switchgear and controlgear Use and handling of sulphur hexafluoride (SF ₆) in high-voltage switchgear and controlgear	-	-

³ EN 60694:1996 is superseded by EN 62271-1:2008, which is based on IEC 62271-1:2007.

⁴ IEC/TR 61643 is superseded by IEC/TR 62271-303:2008, which is harmonized as CLC/TR 62271-303:2009.



<u>Publication</u>	<u>Year</u>	<u>Title</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Year</u>
IEC 62155 (mod)	- ¹	Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1 000 V	EN 62155	2003 ²
IEC 62262	- ¹	Degrees of protection provided by enclosures for electrical equipment against external mechanical impacts (IK code)	EN 62262	2002 ²
IEC 62271-2	- ¹	<i>High-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Seismic qualification for rated voltages of 72,5 kV and above</i>	EN 62271-2	2003 ⁵
IEC 62271-203	- ¹	High-voltage switchgear and controlgear - Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV	EN 62271-203	2004 ²
CISPR 18-2	- ¹	Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment - Part 2: Methods of measurement and procedure for determining limits	-	-
IEC Guide 109	- ¹	Environmental aspects - Inclusion in electrotechnical product standards	-	-
ISO 3231	- ¹	Paints and varnishes - Determination of resistance to humid atmospheres containing sulphur dioxide	-	-

⁵ EN 62271-2:2003 is superseded by EN 62271-207:2007, which is based on IEC 62271-207:2007.



Annex ZZ (informative)

Coverage of Essential Requirements of EC Directives

This European Standard has been prepared under a mandate given to CENELEC by the European Commission and the European Free Trade Association and within its scope the standard covers all relevant essential requirements as given in Article 1 of Annex I of the EC Directive 2004/108/EC.

Compliance with this standard provides one means of conformity with the specified essential requirements of the Directives concerned.

WARNING: Other requirements and other EC Directives may be applicable to the products falling within the scope of this standard.

NOTE EN 61869-1:2009 does not give presumption of conformity without another part of the standard.



La presente Norma è stata compilata dal Comitato Elettrotecnico Italiano e beneficia del riconoscimento di cui alla legge 1° Marzo 1968, n. 186.

Editore CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano – Stampa in proprio

Autorizzazione del Tribunale di Milano N. 4093 del 24 Luglio 1956

Responsabile: Ing. R. Bacci

Comitato Tecnico Elaboratore
CT 38-Trasformatori di misura

Altre Norme di possibile interesse sull'argomento

CEI EN 60044-1 (CEI 38-1)

Trasformatori di misura - Parte 1: Trasformatori di corrente

CEI EN 60044-2 (CEI 38-2)

Trasformatori di misura - Parte 2: Trasformatori di tensione induttivi

CEI EN 60044-3 (CEI 38-4)

Trasformatori di misura - Parte 3: Trasformatori combinati

CEI EN 60044-6 (CEI 38-6)

Part 6: Trasformatori di misura - Parte 6: Prescrizioni per i trasformatori di corrente per protezione in regime transitorio

CEI EN 60044-7 (CEI 38-7)

Trasformatori di misura - Parte 7: Trasformatori di tensione elettronici

CEI EN 60044-8 (CEI 38-8)

Trasformatori di misura - Parte 8: Trasformatori di corrente elettronici

CEI EN 60044-5 (CEI 38-9)

Trasformatori di misura - Parte 5: Trasformatori di tensione capacitivi

CEI EN 50482 (CEI 38-10)

Trasformatori di misura - Trasformatori di tensione induttivi trifase con U_m fino a 52 kV