



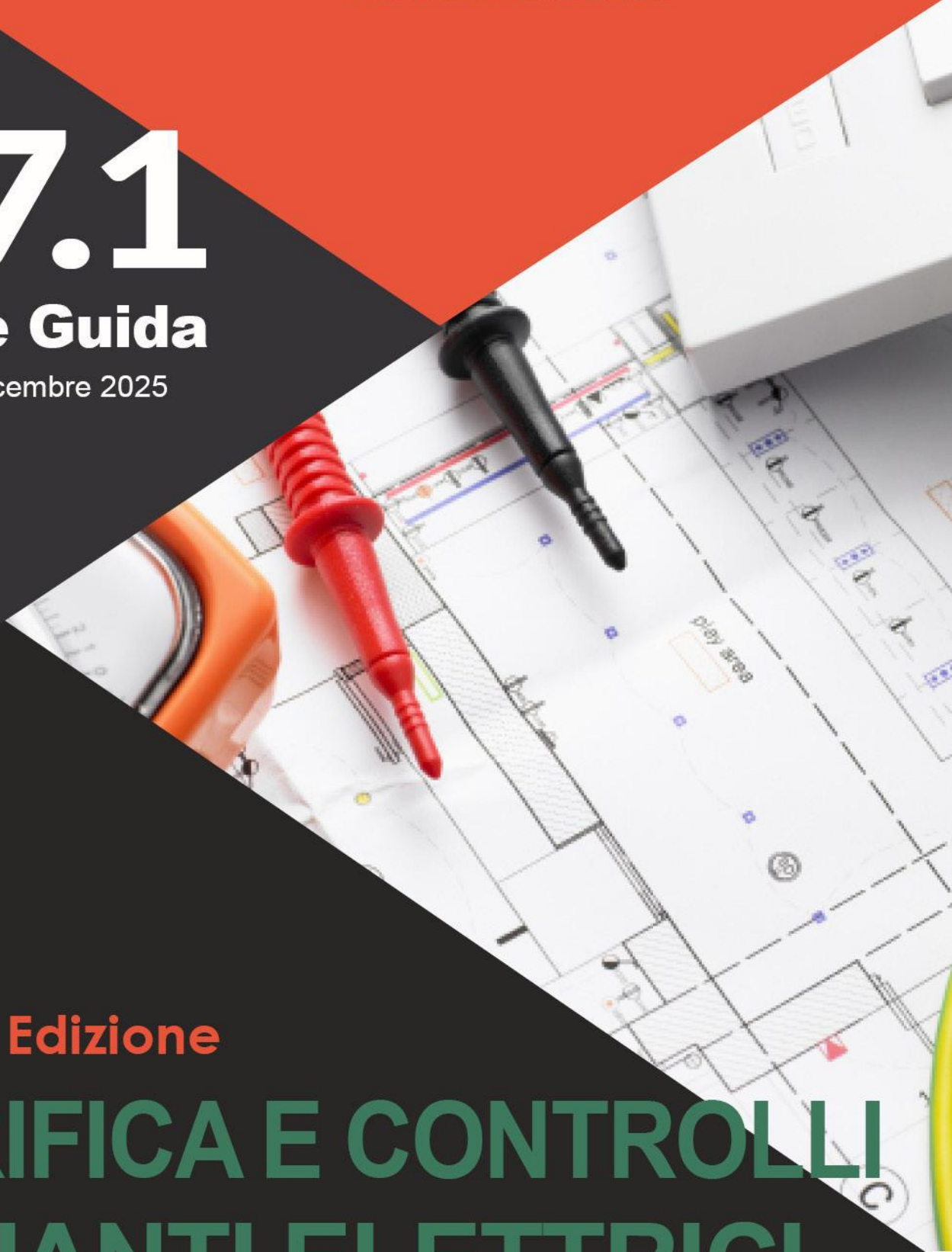
CNPI

CONSIGLIO NAZIONALE DEI PERITI INDUSTRIALI
E DEI PERITI INDUSTRIALI LAUREATI

07.1

Linee Guida

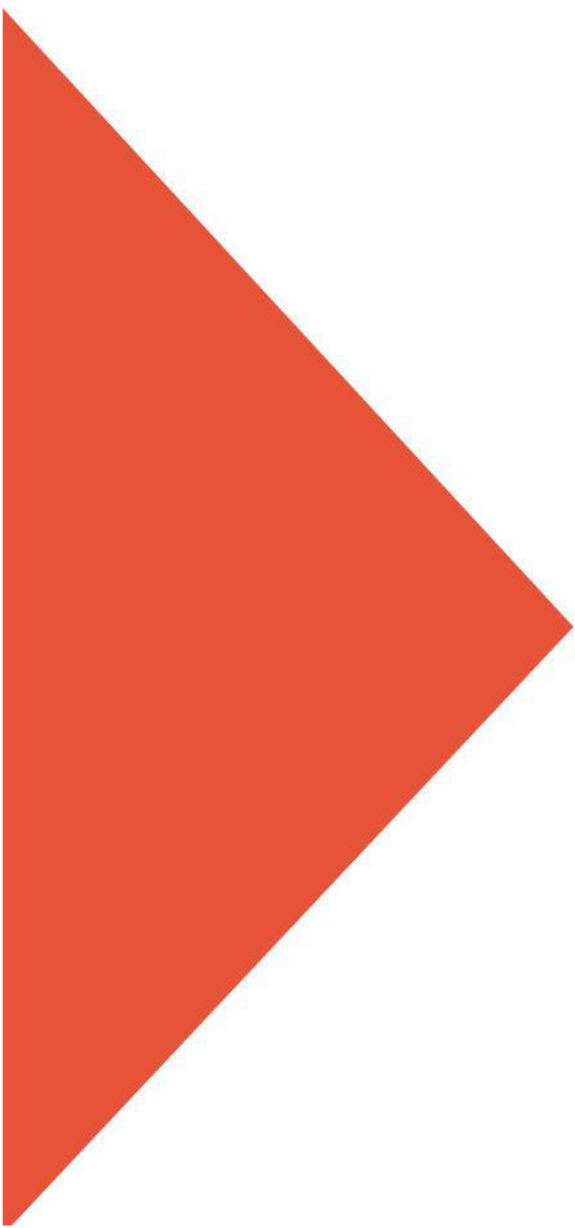
Roma, 1 Dicembre 2025



Nuova Edizione

VERIFICA E CONTROLLI IMPIANTI ELETTRICI

D.LGS.81/08 smi



Consiglio Nazionale dei Periti Industriali e dei Periti Industriali Laureati

Giovanni ESPOSITO (Presidente)
Amos Giardino (Vicepresidente Vicario)
Sergio COMISSO (Vicepresidente)
Antonio PERRA (Consigliere Segretario)
Antonio Daniele BARATTIN (Consigliere)
Mario BRACAGLIA (Consigliere)
Stefano CERVI (Consigliere)
Luca FEDELE (Consigliere)
Rosario MORABITO (Cnsigliere)
Vanore ORLANDOTTI (Consigliere)
Giovanna Maria ROMA (Consigliere)

Il testo delle presenti Linee guida è stato curato dal Gruppo di Lavoro “EEC-
CNPI» :

Rosario Morabito - Coordinatore (OT Reggio Calabria), Oscar Battaglia (O.T.Bergamo), Stefano Bilato(O.T.Padova), Stefano Cairoli (O.T.Milano), Lorenzo Cavinato(O.T.Padova), Mauro Colombo (O.T. Varese), Francesco Conti (O.T.Lecco), Roberto Dall’Olio(O.T.Bologna), Roberto De Girardi (O.T.Milano), Davide De Nicola (O.T.Bergamo), Claudio Galiazzo(O.T.Padova), Massimo Gianoli (O.T.Sondrio), Alessandro Lamera (O.T.Bergamo), Gianfranco Magni (O.T.Lecco), Angelo Magrinelli (O.T.Bologna), Vincenzo Matera(O.T.Milano), Adamo Panzanella (O.T. Napoli), Andrea Pastorelli (O.T. Grosseto), Claudio Pigazzini (O.T.Lecco), Fabrizio Sicchiero (O.T.Milano), Gianmarco Sitzia.(O.T.Cagliari) Maurizio Trovò (O.T.Padova), Maurizio Vettor (O.T.Modena).

Copyright © 2020 - 2025 C.N.P.I. All Rights Reserved



Sommario

1.	Introduzione	2
2.	Scopo	2
3.	Riferimenti normativi	2
4.	Definizioni	2
4.1.	Manutenzione (UNI EN 13306)	3
4.2.	Manutenzione ordinaria	3
4.3.	Manutenzione straordinaria	3
4.4.	Obiettivo della manutenzione (UNI EN 13306)	3
4.5.	Strategia della manutenzione (UNI EN 13306)	3
4.6.	Tipi di manutenzione (UNI EN 13306):	3
4.6.1	Manutenzione migliorativa (improvement)	3
4.6.2	Manutenzione preventiva (preventive maintenance)	3
4.6.3	Piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti	4
5.	Manutenzione	4
5.1.	Benefici della manutenzione	4
5.2.	Approcci base per la manutenzione	5
5.3.	Livelli di manutenzione	6
6.	Definizione del piano di manutenzione	8
7.	Esempio: definizione di un piano di manutenzione	9
7.1.	Esame a vista	11
7.2.	Prove di funzionamento	16
7.3.	Prove di funzionamento del dispositivo differenziale con tasto per gli impianti in BT	23
7.4.	Prove strumentali di funzionamento del dispositivo differenziale per gli impianti in BT	23
7.5.	Prove di funzionamento dei dispositivi di protezione degli impianti MT	24
7.6.	Controllo del dispersore di terra	25
7.7.	Misura della resistenza di terra	26
7.8.	Misura dell'impedenza dell'anello di guasto	27
7.9.	Misura delle tensioni di contatto e di passo	27
7.10.	Prove di continuità	28
7.11.	Controllo delle condutture elettriche	28
7.12.	Controllo del funzionamento dei comandi di emergenza	29
7.13.	Manutenzione quadri elettrici	30
7.14.	Serraggio dei morsetti	31
7.15.	Attività di pulizia	32
7.16.	Componenti	32
8.	Verifiche strumentali	36
9.	Conclusioni	39

1. Introduzione

La rapidità con cui la tecnologia evolve richiede un nuovo approccio nella definizione delle attività tecniche necessarie a garantire la funzionalità e la sicurezza degli impianti elettrici. Questo documento affronta il tema delle verifiche e dei controlli finalizzati alla manutenzione e, attraverso una serie di esempi, intende richiamare l'attenzione su aspetti spesso sottovalutati che possono determinare in tali impianti la perdita di efficienza, malfunzionamenti e guasti, talvolta con conseguenze rilevanti. Il Datore di Lavoro (come definito dal D.Lgs. 81/08 e s.m.i.) ha l'obbligo di garantire un adeguato livello di sicurezza per le persone e per i beni. Sebbene un impianto elettrico debba essere progettato, realizzato e collaudato prima della messa in esercizio in conformità alle norme e alle leggi vigenti, la manutenzione (come previsto per tutti i proprietari, responsabili e amministratori di impianti elettrici dal DM 37/08 art. 8 e dal D.Lgs. 81/08 art. 86) rappresenta un'attività indispensabile per assicurare, per l'intero periodo di utilizzo, il mantenimento dei requisiti funzionali, prestazionali e di sicurezza definiti nel progetto esecutivo. L'articolo 86, comma 1, del D.Lgs. 81/08 stabilisce che l'esito dei controlli deve essere riportato in un registro da tenere a disposizione degli organi di vigilanza. Tale registro non va confuso con quello previsto dal DPR 462/01 per le verifiche periodiche, le quali possono essere eseguite esclusivamente da organismi abilitati e hanno finalità diverse rispetto alle verifiche effettuate ai fini della manutenzione.

Nota: Il D.Lgs. 81/08, all'art. 71 comma 9 e all'art. 86 comma 3, prevede inoltre che i risultati delle verifiche periodiche di un impianto elettrico, o di una sua parte, debbano essere registrati.

2. Scopo

Questo documento, affrontando i temi delle verifiche, dei controlli e della manutenzione, ha l'obiettivo di fornire informazioni utili e di stimolare un approfondimento su una serie di aspetti spesso trascurati. Gli esempi riportati non rappresentano, né potrebbero rappresentare, l'insieme completo delle situazioni che si possono incontrare. Si tratta di alcuni casi significativi (tra i molti possibili) che evidenziano la scarsa attenzione e la cultura limitata, in alcuni contesti, riguardo all'importanza delle verifiche periodiche e della manutenzione, nonché alla corretta distinzione tra interventi di manutenzione che non modificano il comportamento di un impianto elettrico e quelli che, invece, lo alterano, configurandosi come trasformazione dell'impianto elettrico ai sensi del DM 37/08.

3. Riferimenti normativi

Un elenco non esaustivo delle principali norme, leggi e regolamenti, guide e leggi che forniscono informazioni utili alla definizione della serie di verifiche periodiche da eseguire ai fini della manutenzione è il seguente:

- il D.Lgs. 81/08 e s.m.i. "Testo Unico sulla Sicurezza sul Lavoro";
- il DM 37/08 e s.m.i. con le disposizioni di legge in materia di impianti elettrici all'interno di edifici e loro pertinenze;
- il DPR 462/2001 verifiche periodiche degli impianti elettrici nei luoghi di lavoro;
- la Norma CEI 64-8, fondamentale anche per le verifiche degli impianti elettrici in bassa tensione;
- la Norma CEI 78-17 "Manutenzione delle cabine elettriche MT/MT e MT/BT dei clienti/utenti finali";
- la Norma CEI 11-27 che costituisce una guida sui lavori elettrici negli impianti elettrici indicata implicitamente anche dal così detto Testo Unico sulla Sicurezza D.Lgs. 81/08, guida, di fatto vincolante per chi opera sugli impianti elettrici;
- la Norma Europea UNI EN 13306 "Manutenzione – Terminologia della manutenzione".

Nota: la guida CEI 0-10 "Manutenzione degli impianti elettrici in bassa tensione" è stata ritirata il 1° aprile 2023 e sarà sostituita da una nuova norma che integrerà anche la parte relativa agli impianti elettrici in media tensione trattati dalla Norma CEI 78-17 (in vigore con aggiornamenti).

4. Definizioni

Di seguito sono riportate le definizioni principali, volte a chiarire l'importanza dell'uso appropriato della terminologia nella definizione dell'elenco delle verifiche manutentive necessarie a garantire il mantenimento funzionale/prestazionale e di sicurezza di un impianto elettrico o EEC (secondo la definizione introdotta nella guida CEI 0-2 per identificare gli impianti elettrici, impianti elettronici e di comunicazione).

Nota: Le attività di verifica dovrebbero essere eseguite da persone con un livello di competenza coerente con il tipo di manutenzione da eseguire, per questo motivo, in particolare le definizioni sui 5 livelli di manutenzione contenute nella Norma Europea UNI EN 13306 assumono un'importanza rilevante per l'identificazione di chi può eseguire tali verifiche, tenuto conto anche della necessità di dover rispettare quanto contenuto più in dettaglio dalla Norma CEI 11-27.

4.1. Manutenzione (UNI EN 13306)

Combinazione di tutte le azioni tecniche, amministrative e gestionali, durante il ciclo di vita di un'entità¹, destinata a mantenerla o riportarla in uno stato in cui possa eseguire la funzione richiesta².

4.2. Manutenzione ordinaria³

Interventi finalizzati a contenere il degrado normale d'uso, nonché a far fronte ad eventi accidentali che comportino la necessità di primi interventi, che comunque non modifichino la struttura su cui intervenire o la sua destinazione d'uso secondo le prescrizioni previste dalla normativa tecnica vigente e dal libretto di uso e manutenzione del costruttore (Definizione DM37/08 art. 2 comma 1 lettera d).

4.3. Manutenzione straordinaria⁴

Interventi di manutenzione sull'impianto o parti di esso non riconducibili ad interventi di manutenzione ordinaria e non configurabili come installazione di nuovo impianto, trasformazione o ampliamento di un impianto esistente.

4.4. Obiettivo della manutenzione (UNI EN 13306)

Obiettivi fissati e accettati per le attività di manutenzione, per esempio, la disponibilità, la riduzione dei costi, la qualità del prodotto, la salvaguardia dell'ambiente, la sicurezza, la salvaguardia dei beni.

4.5. Strategia della manutenzione (UNI EN 13306)

Metodo gestionale utilizzato allo scopo di raggiungere gli obiettivi della manutenzione, per esempio l'esternalizzazione della manutenzione, l'allocazione delle risorse, ecc.

4.6. Tipi di manutenzione (UNI EN 13306)⁵:

4.6.1 Manutenzione migliorativa (improvement)

Combinazione di tutti gli aspetti tecnici, amministrativi e gestionali, volte a migliorare l'affidabilità intrinseca e/o la manutenibilità e/o sicurezza di un'entità senza modificare la funzione originale prevista a progetto.

4.6.2 Manutenzione preventiva (preventive maintenance)

Manutenzione eseguita a intervalli predeterminati o secondo criteri prescritti e prevista per ridurre la probabilità di guasto o il degrado del funzionamento di un'entità, che si suddivide in:

- **Manutenzione predeterminata** (*Predetermined maintenance*);
- **Manutenzione secondo condizione** (*Condition based maintenance*).

1 - Impianto elettrico o sue parti componenti.

2 - Sicurezza, prestazioni e funzionalità.

3 - Un esempio tipico di manutenzione ordinaria è rappresentato dalla sostituzione di un componente per usura o guasto con un altro avente identiche caratteristiche, da interventi di pulizia, lubrificazione e serraggio meccanico dei componenti, non comporta la redazione del progetto (art. 10, comma 1 del DM 37/08), non deve necessariamente essere affidata ad imprese abilitate ai sensi dell'art. 3 del DM 37/98 sebbene sia necessario che sia eseguita da personale competente, non comporta il rilascio della dichiarazione di conformità di cui all'art. 7 comma 1 al termine dei lavori.

4 - In relazione a quanto previsto dal DM 37/08, la manutenzione straordinaria non comporta la redazione del progetto (art. 5, comma 1), deve essere affidata ad imprese abilitate ai sensi dell'art. 3 del decreto, richiedendo una specifica competenza tecnico-professionale e comporta il rilascio della dichiarazione di conformità di cui all'art. 7, co.1 al termine dei lavori.

5 - La Norma Europea UNI EN 13306 definisce la terminologia generale della manutenzione, le classificazioni (migliorativa, preventiva, migliorativa...) i concetti di affidabilità, disponibilità e contiene altre informazioni utili per i sistemi di gestione della manutenzione.

La **Manutenzione secondo condizione** è una manutenzione preventiva che include una combinazione di monitoraggio delle condizioni e/o ispezione e/o prove, analisi e le azioni di manutenzione che ne conseguono, tipo di manutenzione che si suddivide a sua volta in:

- **Manutenzione predittiva (predictive maintenance)** - Manutenzione su condizione eseguita in seguito a una previsione derivata dall'analisi ripetuta o da caratteristiche note e dalla valutazione dei parametri significativi afferenti al degrado dell'entità;
- **Manutenzione su condizione non predittiva (non predictive condition based maintenance)** – Manutenzione preventiva che si attiva solo quando si rileva un degrado reale che richiede un intervento;
- **Manutenzione correttiva (corrective maintenance)** - Manutenzione effettuata sull'entità guasta per consentire lo svolgimento della funzione richiesta e si suddivide in:
 - **Manutenzione correttiva immediata (Immediate corrective maintenance)** - Manutenzione correttiva immediata effettuata sull'entità guasta per evitare conseguenze inaccettabili;
 - **Manutenzione correttiva differita (Deferred corrective maintenance)** - Manutenzione correttiva non immediata effettuata sull'entità guasta conforme alle regole stabilite.

4.6.3 Piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti

Il piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti⁶ è il documento che prevede, pianifica e programma, tenendo conto degli elaborati progettuali, l'attività di manutenzione dell'opera e delle sue parti, al fine di mantenerne nel tempo la funzionalità e la sicurezza, le caratteristiche di qualità, l'efficienza e il valore economico.

Nota 1: Il piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti definito nella guida CEI 0-2 per gli impianti EEC fa parte della documentazione di progetto:

- è redatto dal professionista per gli impianti EEC compresi nel DM 37/08 Art. 5 comma 2, o
- è redatto dal responsabile tecnico dell'impresa per gli altri impianti EEC compresi nel DM 37/08.

Nota 2: per le altre definizioni non riportate in questo documento, vedi le Norme CEI e UNI in vigore.

5. Manutenzione

La manutenzione ha lo scopo di ridurre il livello di rischio che ha come conseguenza il danno a persone⁷ e cose (infortuni, danni agli impianti, danni agli immobili, danni al materiale, danni all'ambiente, disservizi, pericolo di incendio e quant'altro).

5.1. Benefici della manutenzione

Sicurezza – Una corretta manutenzione degli impianti, progettati e costruiti a regola d'arte, permette di conservare gli standard di sicurezza e funzionalità previsti dal progetto.

Affidabilità – Una corretta manutenzione degli impianti, progettati e costruiti a regola d'arte, permette di ottenere una maggiore disponibilità di energia elettrica necessaria alle attività e servizi pubblici essenziali indispensabili per la collettività.

Qualità – Una corretta manutenzione degli impianti, progettati e costruiti a regola d'arte, riduce la frequenza dei guasti.

Riduzione dei costi operativi – Una corretta manutenzione degli impianti, progettati e costruiti a regola d'arte, aumenta il tempo di buon funzionamento dell'impianto elettrico, riducendo i danni economici per mancata produzione, avaria di beni deteriorabili, danni irreparabili a beni inestimabili, ecc.

Incremento della durata dei componenti – Una adeguata programmazione della manutenzione degli impianti elettrici, progettati e costruiti a regola d'arte, aumenta il tempo di buon funzionamento dell'impianto elettrico e di tutti i suoi componenti.

Valore residuo – Una corretta manutenzione degli impianti elettrici, progettati e costruiti a regola d'arte, permette di conservare gli standard di sicurezza e funzionalità previsti dal progetto iniziale ed adottare le eventuali nuove soluzioni per far fronte alle nuove esigenze che si possono manifestare nel tempo. Il valore residuo dell'impianto elettrico in un buon stato di conservazione è maggiore.

6 - Art. 3.4.5 della guida CEI 0-2 "Il piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti (...) prevede, pianifica e programma, tenendo conto degli elaborati progettuali, l'attività di manutenzione dell'opera e delle sue parti, al fine di mantenere nel tempo la funzionalità, le caratteristiche di qualità, l'efficienza e il valore economico".

7 - Pur essendo ritenuto accettabile il danno economico a componenti, parti di impianto e/o a cose, è di fondamentale importanza valutare le eventuali conseguenze indirette, per esempio: un piccolo componente che in particolari condizioni, anche se dotato di dispositivi di protezione ma degradato oltre il limite, potrebbe innescare un principio di incendio.

5.2. Approcci base per la manutenzione

L'attività di manutenzione ha inizio con l'analisi del livello di rischio dell'impianto elettrico e di tutti i suoi componenti. L'esistenza del pericolo, la probabilità che quel pericolo sia causa di danno e la dimensione del danno, sono elementi di analisi essenziale per valutare preventivamente il livello di sicurezza e di disponibilità dell'energia elettrica. La manutenzione può essere eseguita adottando metodologie diverse, in funzione del livello di rischio basso, medio o alto. Per esempio, se il guasto di un componente non causa pericolo e l'entità del danno è basso, è sufficiente adottare misure di manutenzione correttiva. Se invece il guasto di un componente può causare pericolo e danno elevato, la manutenzione dovrà essere almeno di tipo preventiva, fino ad essere di tipo predittivo e/o migliorativa.

La capacità di valutare⁸ il rischio, la probabilità di accadimento di un evento e la magnitudo delle conseguenze derivanti dal manifestarsi di un guasto o malfunzionamento, è un prerequisito essenziale per la definizione di un piano di manutenzione. Tutti i componenti di un impianto elettrico hanno un tasso di guasto caratteristico e una vita utile dichiarata dal costruttore. Nella fase iniziale la probabilità di guasto è maggiore, in genere coperta dal periodo di garanzia del componente. Superato il periodo di "rodaggio" dell'impianto, la probabilità di guasto assume un andamento stabile nel tempo per tutto il periodo di vita del componente dichiarato dal costruttore. In realtà, per effetto delle sollecitazioni ambientali e utilizzo del componente, la probabilità di accadimento di un guasto aumenta in modo progressivo per usura e, la manutenzione ha lo scopo di contenere l'incremento di tale rischio.

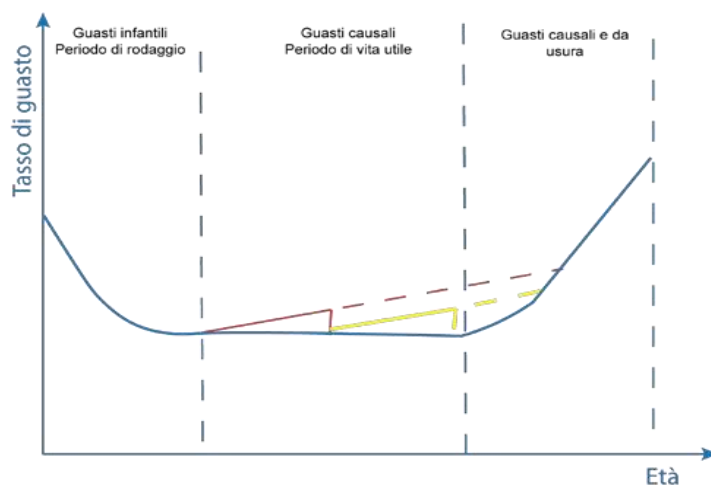


Figura 5.2.1 - Andamento tipico del tasso di guasto in funzione del tempo.

Nota figura: La figura evidenzia il degrado di un componente non soggetto a manutenzione. Il tasso di guasto aumenta progressivamente (linea rossa) finché non si esegue una manutenzione che lo riporta in uno stato iniziale del suo periodo di vita in cui possa eseguire la funzione richiesta. Successivamente (linea gialla), in assenza di manutenzione, nel periodo di vita, il tasso di guasto aumenta, fino al successivo intervento di manutenzione. Se non si esegue manutenzione, il tasso di guasto aumenta con un andamento simile a quello evidenziato dalle rispettive linee tratteggiate. In alcuni casi, l'incremento può essere di tipo esponenziale e il componente non è in grado di completare il percorso di vita utile.

⁸ - Per ogni componente e sistema disponibile sul mercato è possibile trovare una serie di informazioni utili allo scopo sul relativo manuale uso e manutenzione. Istruzioni analoghe dovrebbero essere disponibili nel manuale di impianto. Il "progetto del piano di manutenzione", così come il "progetto" dell'impianto elettrico, meccanico, ecc., dovrebbe essere redatto da uno o più progettisti, ciascuno in possesso dei requisiti tecnico professionali e adeguata esperienza, per svolgere una valutazione del rischio la più completa possibile e conseguente elaborazione del piano di azione ai fini della manutenzione.

5.3. Livelli di manutenzione

Sono definiti nella Norma Europea UNI EN 13306, suddivisi in 5 diversi livelli in funzione della complessità dell'attività da svolgere, precisamente:

- **livello 1**, caratterizzato da azioni semplici eseguite con un minimo di addestramento;
- **livello 2**, caratterizzato da azioni di base che dovrebbero essere eseguite da personale qualificato utilizzando procedure dettagliate;
- **livello 3**, caratterizzato da azioni complesse eseguite da personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate;
- **livello 4**, caratterizzato da azioni che implicano competenza in una tecnica o in una tecnologia e che sono eseguite da personale tecnico specializzato;
- **livello 5**, caratterizzato da azioni che implicano il possesso di una conoscenza da parte di un fabbricante o di una azienda specializzata con attrezzature di supporto logistico industriale.

L'impianto elettrico prima di essere messo in esercizio, deve essere sottoposto alle verifiche iniziali⁹. È opportuno che insieme alla dichiarazione di conformità e a tutti gli allegati obbligatori l'installatore fornisca anche il manuale dell'impianto elettrico che ha costruito.

La metodologia consigliata per i controlli manutentivi è quella di:

- esaminare la documentazione di progetto e il manuale dell'impianto elettrico;
- eseguire un sopralluogo per valutare lo stato di conservazione dell'impianto e la corrispondenza con quanto indicato nel progetto esecutivo, nella documentazione di impianto finale e il manuale dell'impianto, se disponibile;
- valutare per ciascun componente elettrico, per esempio gli interruttori in un quadro elettrico di distribuzione, i trasformatori di potenza, ecc., il livello di stress operativo¹⁰ e ambientale¹¹;
- calcolare in funzione dell'architettura di rete i valori di MTBF, MTTF, MDT, il livello di criticità dei componenti ed il valore di indisponibilità dell'energia elettrica che alimenta una determinata attività¹²;
- valutare l'impatto sulla sicurezza/danno economico e stabilire se i risultati sono ancora accettabili o se sia necessario progettare eventuali modifiche all'impianto esistente; per esempio, l'utilizzo di UPS per non interrompere un processo produttivo o alterare la qualità di un prodotto a seguito di un buco di tensione (es. attività di produzione, ecc.).

In funzione dei risultati ottenuti, sulla base dei suggerimenti sopra indicati, utili ma non esaustivi di tutte le metodologie applicabili, purché basate sulla conoscenza scientifica ed esperienza acquisita in questo ambito, può essere definito un piano di manutenzione dettagliato che riporta la periodicità¹³ e il tipo di verifica e di attività¹⁴ da svolgere.

9 - Raccomandazioni per l'esecuzione delle verifiche degli impianti elettrici sono riportate nella Norma CEI 64-8 parte 6

10 - I fattori di stress operativo che possono alterare la funzionalità dei componenti elettrici sono per esempio: la corrente di esercizio dell'impianto; il numero elevato di manovre di un dispositivo di interruzione e sezionamento; il valore della corrente interrotta da un interruttore di manovra/protezione; la presenza di armoniche; la presenza di sovratensioni.

11 - I fattori ambientali che possono alterare la funzionalità dei componenti elettrici sono per esempio: la temperatura ambiente; le sorgenti esterne di calore e l'irraggiamento solare; la presenza di acqua e vento; la presenza di corpi solidi; la presenza di sostanze corrosive o inquinanti; la presenza di animali, flora o di muffe; vibrazioni ed effetti sismici.

12 - Vista la complessità dei metodi di calcolo applicabili, tenuto conto inoltre che molte delle informazioni necessarie sono note generalmente ai soli costruttori dei componenti elettrici, per tali valutazioni si consiglia di avvalersi della collaborazione dei costruttori. Questi metodi di calcolo, se applicati, rappresentano uno strumento utile per ottimizzare ulteriormente i costi delle attività di manutenzione.

13 - In assenza di informazioni, fare riferimento al manuale di istruzione del costruttore e alle norme tecniche applicabili, alla Norma CEI 64-8 art. 6.5.2.

14 - Vedi livelli di manutenzione definiti nella Norma Europea UNI EN 13306.

La metodologia suggerita per l'organizzazione degli interventi di lavori elettrici nell'ambito delle attività di manutenzione può essere articolata come segue:

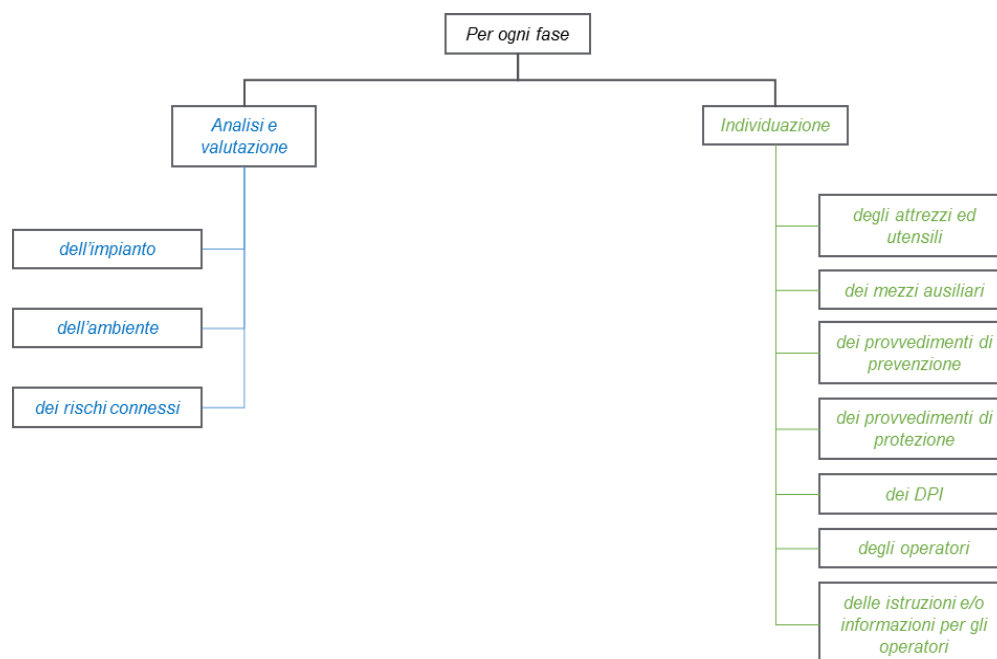


Figura 5.3.1 – Organizzazione dell'intervento

Per l'esecuzione dei lavori è necessario rispettare le disposizioni di carattere generale¹⁵ indicate nelle guide e norme CEI, in particolare dalla Norma CEI 11-27.

Prima di eseguire qualsiasi attività di verifica e/o manutenzione, a seguito di una accurata analisi dei rischi deve essere predisposto uno o più piani di lavoro.

Al responsabile dell'impianto RI sono affidati i compiti indicati all'art. 4.11.2 della norma CEI 11-27, in particolare:

- la redazione e firma dei Piani di Lavoro;
- la presa visione della scelta metodologica e organizzativa del lavoro decisa dal GL/RLE;
- la funzione di collegamento tra il GL e/o RLE e le altre funzioni durante il lavoro;
- attuazione (anche tramite delega scritta ad altra persona con professionalità PES o PAV) delle manovre per la messa in sicurezza dell'impianto prima dell'esecuzione del lavoro;
- attuazione dei provvedimenti per evitare richiusioni intempestive, apposizione di eventuali terre nei punti di sezionamento e di avvisi monitori;
- l'identificazione e delimitazione dello spazio di lavoro;
- il mantenimento delle condizioni di sicurezza dell'impianto durante l'esecuzione del lavoro;
- la consegna dell'impianto al RLE con la relativa autorizzazione all'inizio del lavoro;
- il ricevimento di conclusione del lavoro dal RLE e di ripristino del normale assetto di esercizio;
- la riconsegna dell'impianto al GI, se del caso (ad es. se un RI era stato individuato).

15 - È vietato iniziare lavori elettrici sotto tensione nei luoghi con pericolo di esplosione se gli ambienti non sono stati bonificati. È necessario rispettare tassativamente quanto riportato nella serie di norme CEI EN 60079-1. Negli ambienti a rischio di incendio per eseguire i lavori è necessaria: l'assenza di pubblico nei luoghi art. 751.03.2; l'adozione delle misure di sicurezza di cui al capitolo 422 della Norma CEI 64-8 estese anche alle attrezzature di lavoro nel caso di ambienti art. 751.03.3; l'adozione delle distanze di sicurezza art. 751.04.5 tra i materiali combustibili e l'area di cantiere nel caso di ambienti art. 751.03.4.

6. Definizione del piano di manutenzione

Per la definizione del piano di manutenzione, in aggiunta ai risultati ottenuti dall'analisi del rischio per ciascun impianto elettrico, devono essere considerate le attività di verifica stabilite dalle norme e leggi in vigore, ad esclusione di tutte quelle riservate ai soli organismi accreditati ai sensi del DPR462/01. Nell'appendice A (informativa) della Norma UNI EN 13306 è definito il seguente diagramma:

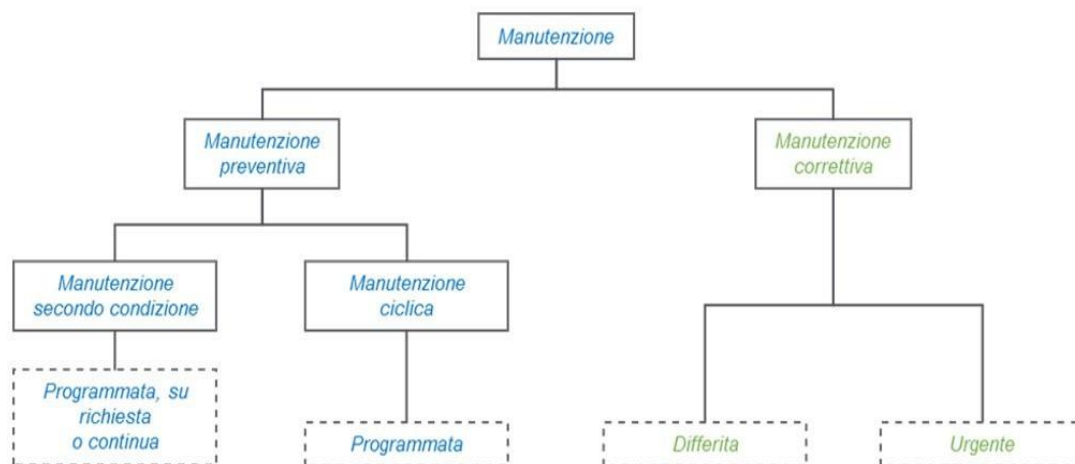


Figura 6.1 – organizzazione del tipo di manutenzione

Le verifiche ai fini della manutenzione fanno parte della manutenzione preventiva e possono essere classificate come:

- le verifiche stabilite dal normatore e legislatore con periodicità definita¹⁶;
- le verifiche stabilite dal costruttore dei componenti dell'impianto con periodicità definita, condizionata al tipo di utilizzo e condizioni ambientali;
- le verifiche stabilite dal costruttore dell'impianto con periodicità definita, condizionata al tipo di utilizzo e condizioni ambientali¹⁷.

Nel definire il Piano di Manutenzione occorre distinguere quando è sufficiente applicare la manutenzione correttiva (in seguito alla rilevazione di un'avaria) da quando è invece necessario affidarsi alla manutenzione preventiva.

Nel primo caso la manutenzione a seguito di una avaria può richiedere:

- una manutenzione di tipo urgente, se le conseguenze di un guasto sono potenzialmente tale da provocare conseguenze inaccettabili;
- una manutenzione differita, se non eseguita immediatamente dopo la rilevazione di un'avaria.

Nel secondo caso è necessario:

- eseguire una verifica per verificare lo stato di degrado di un componente o sistema elettrico;
- utilizzare componenti o sistemi "Smart" in grado di segnalare preventivamente le condizioni di funzionamento anormali ed in funzione di esse il relativo degrado¹⁸.

¹⁶ - Per esempio, la verifica periodica dei dispositivi differenziali utilizzati nei locali ad uso medico.

¹⁷ - Per esempio, la verifica periodica di componenti o sistemi che fanno parte di una parte di impianto, ritenuta "particolare" dal costruttore stesso dell'impianto o progettista e quindi soggetta, per ragioni funzionali e di sicurezza, a ulteriori verifiche.

¹⁸ - Per esempio, la riduzione della vita di un condensatore di rifasamento in funzione della tensione di rete, presenza di armoniche ed elevate temperature di funzionamento.

7. Esempio: definizione di un piano di manutenzione

Premessa: Il piano di manutenzione degli impianti EEC, siano essi soggetti o non soggetti al DM 37/08, di opere pubbliche o private, oppure ricadenti nel campo di applicazione del D.Lgs. 36/2023, è previsto nella documentazione del progetto esecutivo (Tabella 3-A della guida CEI 0-2).

La prima attività necessaria per avviare la definizione di qualsiasi piano di manutenzione consiste nella predisposizione di una tabella che elenchi i documenti effettivamente disponibili, ad esempio:

DOCUMENTO	EMESSO DA	DATA REV.	SI	NO
Dichiarazioni di Conformità alla Legge n. 46 del 05/03/1990 o Dichiarazione di Rispondenza ai sensi del DM37 del 22/04/2008 (relative a ciascun nuovo impianto, trasformazione, ampliamento, manutenzione straordinaria, altro, con tutti gli allegati obbligatori richiesti).				
Dichiarazioni di Conformità al DM37 del 22/04/2008 (relative a ciascun nuovo impianto, trasformazione, ampliamento, manutenzione straordinaria, altro, con tutti gli allegati obbligatori richiesti).				
Relazione generale (in accordo con 3.4.1 della Guida CEI 0-2).				
Relazione specialistica (in accordo con 3.4.2 della Guida CEI 0-2).				
Elaborati grafici (in accordo con 3.4.3 della Guida CEI 0-2).				
Calcoli del progetto esecutivo (in accordo con 3.4.4 della Guida CEI 0-2).				
Piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti (in accordo con 3.4.5 della Guida CEI 0-2).				
Verbali rilasciati dall'Ente verificatore DPR 462/01 e/o VVF (ove previsto per legge).				
Registro delle verifiche periodiche soggetti a normativa specifica (per esempio i locali ad uso medico).				
.....				

Tabella 7.1 – esempio scheda documenti/dati disponibili

In particolare, per gli elaborati grafici è fondamentale disporre di:

DOCUMENTO	EMESSO DA	DATA REV.	SI	NO
Planimetrie che consentano una chiara e facile identificazione della posizione dei componenti principali sul piano ed in altezza.				
Planimetrie che consentano una chiara e facile identificazione dei percorsi cavi e loro composizione, per esempio, il tipo di posa (A1, E4, ...) il percorso, il diametro del tubo ϕ in (mm), il tipo di cavo, la formazione, la sezione, la portata I _z in (A), la lunghezza in (m)				
Lo schema unifilare generale del sistema di distribuzione in MT (per esempio: la cabina di ricezione DSO, le varie cabine di trasformazione MT/BT, la cabina alla quale sono collegati i gruppi elettrogeni di emergenza, la cogenerazione, ecc., con indicati i vari scenari di funzionamento previsti (per esempio: alimentazione da rete DSO; alimentazione da rete DSO con generatore/i; alimentazione in isola, alimentazione in emergenza, ecc.)				
Gli schemi funzionali dei quadri di media tensione inclusi gli schemi delle eventuali logiche programmate nei vari dispositivi elettronici (in formato cartaceo od elettronico, per esempio i file di configurazione) utilizzate per lo stacco e riattacco carichi realizzati per esempio, in accordo con la Norma CEI 0-16, logiche di commutazione, trasferimenti carichi, ecc.				
Gli schemi funzionali dei quadri di bassa tensione , come per i quadri MT, completi di tutte le informazioni necessarie per l'identificazione del rischio al quale sarà sottoposto il tecnico manutentore, in funzione della complessità del quadro elettrico.				
I manuali di istruzione uso e manutenzione dei componenti principali forniti dai costruttori e schemi elettrici e/o logici di riferimento				
Schemi dei sistemi IT-M dei locali ad uso medico, altri schemi per applicazioni particolari,				

Tabella 7.2 – esempio scheda documenti/dati disponibili

Nella metodologia indicata nel capitolo 5.2 “approcci base per la manutenzione” si raccomanda innanzitutto di esaminare la documentazione di progetto e il manuale dell'impianto elettrico. Le tabelle 7.1 e 7.2 sono un esempio di “**Schede per la valutazione documentale**” riferite alla documentazione disponibile dell'impianto elettrico. Il passo successivo è quello di eseguire un sopralluogo

per verificare lo stato di conservazione dell'impianto e la corrispondenza con quanto indicato a progetto e il manuale dell'impianto¹⁹. Si consiglia di predisporre un dossier fotografico per documentare lo stato di conservazione dei componenti, dei sistemi e degli impianti, ivi incluso (almeno per i componenti principali) il codice prodotto²⁰, il nome del costruttore, il modello, numero di serie e anno di fabbricazione.

Per esempio, nel caso di un interruttore di manovra, oltre allo stato di conservazione legato a tutto ciò che è visibile esternamente, se accessoriatato di relè elettronico in grado di fornire uno storico relativo all'intervento delle protezioni (lista eventi) e numero di manovre, è possibile valutare se è sufficiente un eventuale intervento di manutenzione o sostituzione, nell'ambito della manutenzione ordinaria²¹.

Per valutare il livello di stress operativo e ambientale di ciascun componente, in assenza di dati forniti da sistemi di monitoraggio, può essere necessario eseguire alcune misure strumentali²² direttamente in campo, fatta eccezione per gli indicatori ambientali immediatamente evidenti, come la presenza di corrosione, rotture, polvere, acqua o umidità. I dati raccolti sullo stress ambientale, combinati in un'apposita matrice con quelli relativi allo stress operativo, consentono in genere di ottenere un indicatore unico di stress basso, medio o elevato. In funzione dell'architettura di rete, del tasso di guasto della rete di distribuzione e delle caratteristiche dei componenti installati nell'impianto elettrico, è possibile sviluppare uno studio di affidabilità che consideri, ad esempio:

- della disponibilità dei ricambi;
- del tempo di ripristino del guasto o evento indesiderato;
- del costo economico associato al tempo di interruzione del servizio elettrico nel luogo considerato.

Le metodologie di calcolo applicabili sono quella basate sull'affidabilità dei sistemi complessi (alberi di guasto) che consentono di valutare la probabilità e l'entità dell'indisponibilità di sistema (vedi per esempio la IEEE 493 e altre pubblicazioni tecniche riferite ai modelli e metodi per la gestione della produttività, della qualità e della sicurezza).

Premesso quanto sopra, per la definizione di un piano di manutenzione, a titolo di esempio, si potrebbe predisporre una prima scheda riepilogativa come la seguente:

Piano di manutenzione impianto														
Via, (CAP)														
Pos.	Descrizione	Scheda di riferimento	Periodicità (Mesi/Anni)											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Esame a vista						x						x
2	Prove di funzionamento												
3	Misure elettriche ²³
4	Prove dispositivi di protezione ²⁴						x						x
5									
Data:, revisione														
Redatto da: Verificato da: Approvato da ²⁵ :														

Tabella 7.3 – esempio scheda piano di manutenzione

19 - Questa verifica ha il solo scopo di individuare in modo chiaro ed inequivocabile i componenti/sistemi e parti dell'impianto per la definizione del piano di manutenzione.

20 - Per gli impianti elettronici e di comunicazione si consiglia il rilievo del tipo di software utilizzato e versione di firmware.

21 - La sostituzione di determinati componenti con altri identici o retrofit con identiche caratteristiche meccaniche ed elettriche dovranno essere eseguite dai soggetti in possesso dei requisiti indicati nella Norma Europea UNI EN 13306 in funzione del livello di manutenzione.

22 - Gli strumenti utilizzati dovrebbero essere scelti in base al tipo di indagine da eseguire, sempre controllati e dotati di certificato di calibrazione quando è necessario documentare il livello di incertezza della misura eseguita.

23 - Dove sono previsti sistemi di monitoraggio in grado di fornire una adeguata reportistica è sufficiente l'archiviazione di tali informazioni in un registro informatico o cartaceo, indicando la data, il numero di documento, eventuale indice di revisione, il nome e cognome della persona esperta delegata per tali verifiche.

24 - Per esempio, in un sistema di distribuzione in media tensione allacciato alla rete del DSO secondo la Norma CEI 0-16, un sistema di protezione funzionante in base allo scambio di informazioni tra relè elettronici potrebbe richiedere una serie di verifiche e prove funzionali per ragioni legate alla continuità di servizio dell'impianto e di sicurezza.

25 - La firma di approvatore dovrebbe essere quella del responsabile legale ai sensi del D.lgs. 81/08.

7.1. Esame a vista

Premessa: l'esame a vista è un'attività che richiede competenze specifiche non ordinarie. Ad esempio, sui materiali isolanti non è sempre semplice individuare tracce di scariche intermittenti che non hanno ancora generato un guasto permanente. Per questo motivo, in determinati impianti EEC può risultare utile acquisire una formazione dedicata e/o avvalersi di personale esperto messo a disposizione dai costruttori.

Il prerequisite essenziale per eseguire correttamente l'esame a vista è una conoscenza approfondita dell'impianto.

Normalmente, la prima fase operativa prevede l'esame dei documenti dell'impianto da esaminare, in particolare²⁶:

- lo schema unifilare generale o schema a blocchi degli impianti EEC²⁷;
- le caratteristiche della rete del DSO²⁸;
- le considerazioni contenute nella relazione tecnica redatta dal progettista²⁹;
- gli schemi funzionali dei quadri elettrici di distribuzione con le caratteristiche dei componenti, gli schemi a blocchi delle logiche programmate e delle versioni di firmware presenti nei dispositivi elettronici;
- i manuali di istruzione forniti dai costruttori ed eventuali altri redatti dal costruttore dell'impianto;
- eventuali altri documenti specifici che possono incidere in modo più restrittivo rispetto la periodicità degli interventi di manutenzione suggeriti dai vari costruttori, ecc.

Nel predisporre la scheda relativa all'esame a vista, in base alla complessità dell'impianto EEC si dovrebbe definire anche una lista delle figure abilitate per tale scopo in accordo, per esempio, con la Norma Europea UNI 13360, che distingue nei seguenti livelli:

- il personale addestrato (livello 1);
- il personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate (livello 2/3);
- il personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4).

Esame a vista – N° scheda: – Data: xx/xx/xxxx – Revisione: xx			
Impianto			
Via, (CAP)			
Descrizione	Esito	Note	
1 Quadro elettrico connessione con il DSO.....	Negativo	Presenza di corpi estranei → procedere con intervento di pulizia	
2 Linea montante verso quadro principale	Positivo	No segni di degrado, no rotture.....	
3 Quadro principale QEG, QUA.....	Positivo	No segni di ossidazione, surriscaldamenti, umidità, accumuli di polvere, ecc.	
4 Prese di servizio, prese industriali.....	Negativo	Presenza di servizio bipasso 10/16 A con segni di forzatura (sostituire),	
5 Illuminazione di emergenza.....	Positivo	Stato delle batterie ok (no allarme/anomalia.....)	
6 Illuminazione di emergenza.....	Negativo	Degrado di alcune lampade di emergenza con batteria autonoma, far eseguire una verifica a un tecnico specializzato.....	
7	
Data: Esame a vista eseguito da: (personale/tecnico di livello)			
Verificato da: Approvato da:			

Tabella 7.1.1 - esempio di tabella per esame a vista

26 - Quando le informazioni indicate in elenco sono disponibili in modo parziale o totalmente assenti, è opportuno eseguire dei rilievi per documentare lo stato di fatto degli impianti EEC necessari per la definizione della serie di verifiche e interventi periodici da indicare nel piano di manutenzione.

27 - Lo schema unifilare generale dell'impianto consente una rapida identificazione del tipo di impianto, per esempio, per l'identificazione del tipo di utente (attivo/passivo) allacciamento alla rete del DSO in bassa tensione (CEI 0-21) o in media/alta tensione (CEI 0-16).

28 - Le caratteristiche della rete del DSO normalmente dovrebbero essere contenute nella relazione specialistica di progetto in accordo con la Guida CEI 0-2 e definiscono i comportamenti dell'impianto in funzione del valore di corrente di cortocircuito trifase massima e minima di esercizio, lo stato del neutro (TT in BT, neutro isolato o compensato in MT), della corrente di guasto ai fini del dimensionamento termico dell'impianto di terra, ecc.

29 - Il progettista potrebbe aver scelto di utilizzare determinati componenti con prestazioni apparentemente superiori ma declassati per determinate ragioni. In ottica di intervento di manutenzione ordinaria (o straordinaria) è opportuno considerare tali declassamenti e verificare che il nuovo componente, non identico perché, per esempio non è più in produzione, sia in grado di fornire le stesse prestazioni e garanzie di sicurezza.

La tabella relativa all'esame a vista dovrebbe riportare l'insieme completo delle attività che il Professionista (in possesso dei requisiti tecnico-professionali previsti dalla normativa vigente) ritiene necessarie ed utili al raggiungimento dell'obiettivo, articolandole a partire:

- dalla verifica finalizzata a garantire la corretta identificazione dei componenti dell'impianto e la loro corrispondenza con quanto riportato negli schemi dell'impianto contenuti nel progetto esecutivo allegato alla relativa dichiarazione di conformità³⁰;
- dal controllo visivo dello stato di conservazione dei componenti installati, verificandone l'eventuale degrado e il livello di pulizia;
- dal confronto supportato anche dalla predisposizione di un dossier fotografico, utile a documentare nel tempo lo stato di conservazione o di eventuale degrado di specifici componenti o parti dell'impianto.

Le seguenti fotografie evidenziano esempi di situazioni critiche che richiedono interventi di manutenzione correttiva immediata:



Figura 7.1.1 – esempio di fotografie scattate durante un esame a vista




Figura 7.1.2 – esempio di fotografie scattate durante un esame a vista

Le fotografie mostrano accumuli di polvere che, in determinate condizioni, possono generare situazioni di pericolo. Anche le connessioni delle utenze portatili devono essere considerate nell'esame a vista: nell'esempio riportato, la spina presenta il cavo non più correttamente serrato dal pressacavo.

³⁰ - Eventuali incongruenze devono essere segnalate al responsabile dell'impianto EEC, per esempio il Datore di Lavoro per l'applicazione delle opportune azioni correttive stabilite dalle Norme e Leggi in vigore.

La fotografia relativa alla connessione dei cavi in media tensione al trasformatore MT/BT potrebbe far sorgere, durante l'esame a vista, il dubbio che il raggio di curvatura adottato non sia corretto. Premesso che tali situazioni non dovrebbero mai presentarsi se la realizzazione dell'impianto è stata eseguita a regola d'arte, può rendersi necessario un confronto con quanto indicato nel catalogo del costruttore.



sezione nominale	diametro indicativo conduttore	spessore isolante	diametro esterno massimo	peso indicativo del cavo	raggio minimo di curvatura
<i>conductor cross-section</i>	<i>approximate conductor diameter</i>	<i>insulation thickness</i>	<i>maximum outer diameter</i>	<i>approximate weight</i>	<i>minimum bending radius</i>
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)
35	7,0	5,5	27,7	940	360
50	8,2	5,5	29,0	1080	300
70	9,9	5,5	31,0	1330	400
95	11,6	5,5	33,1	1640	430
120	13,1	5,5	34,6	1920	450
150	14,4	5,5	36,0	2200	470
185	16,1	5,5	37,8	2580	490
240	18,5	5,5	40,2	3160	530
300	21,1	5,5	42,9	3800	560
400	23,9	5,5	45,7	4660	600
500	27,1	5,5	49,7	5810	660
630	30,7	5,5	54,2	7260	720

Figura 7.1.3 – raggi di curvatura dei cavi MT

Se il raggio di curvatura non risulta conforme a quanto indicato dal costruttore, è necessario valutare quale intervento correttivo adottare e verificarne la fattibilità tecnica.

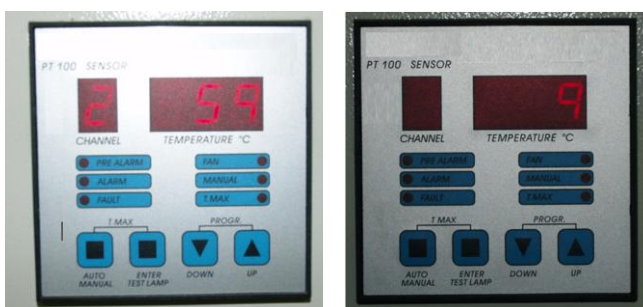


Figura 7.1.4 – Centralina termometrica

Durante l'esame a vista, il tecnico deve possedere competenze adeguate a valutare correttamente lo stato di una centralina termometrica. In questi casi, una conoscenza di base del componente, unita alla disponibilità del foglio o del manuale di istruzioni, consente di verificare l'assenza di allarmi, eventuali malfunzionamenti delle sonde PT100 e la coerenza della temperatura rilevata in funzione della percentuale di carico del trasformatore MT/BT. L'insieme di verifiche può risultare determinante.

Nota: nell'esempio, la seconda centralina termometrica misura una temperatura di 9 °C che non era coerente con la temperatura dell'ambiente nel quale era installato il trasformatore MT/BT.



Figura 7.1.5 – Regolatori di potenza reattiva (app. rifasamento)

Durante l'esame a vista, il tecnico deve possedere competenze adeguate a valutare correttamente quanto indicato, come in questo esempio, nel regolatore di potenza reattiva di una apparecchiatura di rifasamento automatico. Le due figure evidenziano nel primo caso, un basso fattore di potenza non compensato da nessun gradino di condensatori, nel secondo caso, l'inserimento di 7 gradini senza però raggiungere il valore del fattore di potenza impostato pari a 0,95. In questi casi, chi esegue l'esame a vista deve segnalare e richiedere l'intervento di un tecnico specializzato di livello 4 o 5 per le opportune verifiche sullo stato dell'apparecchiatura di rifasamento (presenza di guasti, regolazioni non coerenti con le condizioni di funzionamento dell'impianto, presenza di armoniche pericolose per la sicurezza dell'apparecchiatura, ecc.).



Figura 7.1.6 – Corpo estraneo sul sistema a sbarre

La presenza di un corpo estraneo all'interno di un quadro elettrico richiama l'attenzione sull'importanza di verificare la corretta installazione degli accessori necessari a garantire il grado di protezione previsto a progetto. In fase di installazione o durante le attività di manutenzione, l'importanza di tali dispositivi viene talvolta sottovalutata: le piastre di fondo di un quadro elettrico devono essere sempre posizionate correttamente e non devono mai essere rimosse. Oltre al rischio di ingresso di corpi estranei, la loro assenza può compromettere, ad esempio, la protezione del manutentore in caso di innesco di un arco interno in altre parti del quadro.



Figura 7.1.7 – Regolazioni dei dispositivi di protezione

Le regolazioni dei dispositivi di protezione devono essere coerenti con quanto previsto dallo studio di coordinamento delle protezioni. Una soglia di massima corrente impostata a un valore superiore rispetto a quello di progetto può compromettere la protezione contro il sovraccarico e contro il cortocircuito.

Analogamente, un tempo di intervento più lungo rispetto a quanto definito nello studio, e utilizzato per la scelta dei DPI del manutentore, aumenta l'energia incidente in caso di arco elettrico, con conseguenti rischi per la sicurezza (vedi Norma CEI 11-27 e rapporto tecnico CEI 78-25, IEEE 1584, NFPA 70E).

Durante l'esame a vista è importante verificare anche la coerenza dei dispositivi di protezione differenziale. La tipologia dei carichi alimentati per esempio attraverso prese a spina, nel tempo potrebbe essere variata. Carichi tradizionali potrebbero essere stati sostituiti con carichi di tipo evoluto ad alta efficienza energetica. In questi casi è importante ricordare che questi dispositivi, anche se perfettamente funzionanti potrebbero non essere più adatti a svolgere la funzione richiesta.

Interruttore differenziale di tipo AC



Interruttore differenziale il cui sgancio è assicurato solo per correnti differenziali alternate sinusoidali applicate, improvvisamente o lentamente crescenti

Interruttore differenziale di tipo A



Interruttore differenziale il cui sgancio è assicurato:

- *come per il tipo AC; e inoltre*
- *per correnti differenziali pulsanti unidirezionali con o senza controllo dell'angolo di fase;*
- *per correnti differenziali pulsanti unidirezionali sovrapposte ad una corrente continua senza ondulazioni di 0,006 A;*
- *indipendenti dalla polarità, applicate improvvisamente o lentamente crescenti.*

Interruttore differenziale di tipo F



Interruttore differenziale per il quale l'intervento è assicurato:

- *come per il tipo A; e inoltre*
- *per correnti differenziali composite, applicate all'improvviso o lentamente ascendenti destinate al circuito alimentato tra fase e neutro o tra fase e conduttore centrale messo a terra;*
- *per correnti differenziali pulsanti unidirezionali sovrapposte alla corrente continua uniforme.*

Nota: Per gli interruttori differenziali di tipo F, l'intervento è assicurato per le correnti pulsanti unidirezionali sovrapposte alla corrente continua uniforme fino a 0,010 A.

Interruttore differenziale di tipo B



Interruttore differenziale il cui sgancio è assicurato:

- *come per il tipo A; e inoltre*
- *per correnti differenziali alternate sinusoidali differenziali fino a **1 000 Hz**;*
- *per correnti differenziali continue senza ondulazioni di 0,4 volte la corrente differenziale*
- *nominale (I_{dn}) o 10 mA, scegliendo il valore più elevato sovrapposto ad una corrente alternata;*
- *per correnti differenziali continue senza ondulazioni di 0,4 volte la corrente differenziale nominale (I_{dn}) o 10 mA scegliendo il valore più elevato sovrapposto ad una corrente pulsante unidirezionale;*
- *per correnti differenziali pulsanti unidirezionali raddrizzate risultanti da due o più fasi;*
- *per correnti differenziali continue senza ondulazione;*
- *indipendenti dalla polarità, applicate improvvisamente o lentamente crescenti.*

Qualora le caratteristiche dei dispositivi differenziali risultassero non più coerenti con le caratteristiche dei carichi da proteggere, nel verbale dell'esame a vista deve essere segnalata tale incongruenza per avviare le necessarie azioni correttive (per questa valutazione, oltre alle Norme CEI, potrebbe essere necessario consultare le schede tecniche, il manuale o il costruttore stesso dei carichi allacciati all'impianto elettrico). L'esame a vista, in funzione della complessità dell'impianto, deve essere eseguito da un tecnico qualificato o specializzato che operi seguendo una procedura scritta e appositamente predisposta. Tale procedura dovrebbe essere elaborata a seguito di un'adeguata e approfondita analisi del rischio, svolta in collaborazione tra più figure tecniche specializzate.

Il coinvolgimento dell'esperto informatico che ha sviluppato i software di misura e controllo dell'impianto, dello specialista che conosce le dinamiche di funzionamento e sicurezza degli impianti EEC negli scenari previsti a progetto, del tecnologo di processo, del Datore di Lavoro e di eventuali altri soggetti utili alla definizione del piano di manutenzione rappresenta un elemento fondamentale per garantire un approccio completo e affidabile.

7.2. Prove di funzionamento

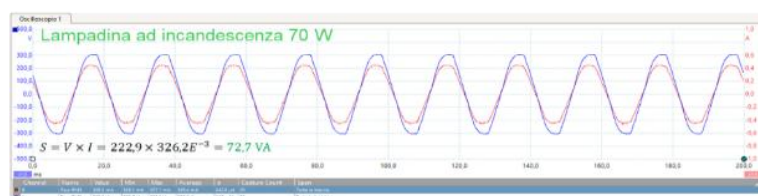
L'impianto elettrico, nel suo insieme, deve funzionare correttamente e soddisfare i requisiti minimi di sicurezza previsti dalle norme e dal progetto. Le prove possono essere eseguite con modalità differenti e in momenti diversi per le varie parti dell'impianto, purché sia sempre garantito il rispetto delle condizioni di sicurezza. Un sistema di monitoraggio, se in grado di registrare per un periodo adeguato tutte le informazioni utili, può costituire (salvo situazioni particolari) uno strumento sufficiente a dimostrare il corretto funzionamento dell'impianto. Le prove di funzionamento, in funzione della complessità dell'impianto o del singolo componente, possono essere eseguite dalle seguenti figure:

- personale addestrato (livello 1);
- personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate (livello 2/3);
- personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4);
- personale tecnico specializzato con attrezzatura (livello 5).

Durante l'analisi dei dati raccolti nelle prove di funzionamento, può essere necessario verificare anche alcuni indicatori di qualità della tensione di alimentazione, quali ad esempio:

- i valori misurati delle correnti e delle tensioni durante la fase di avviamento delle utenze (per esempio, durante l'avviamento dei motori);
- i valori della corrente a frequenza industriale e la presenza di eventuali componenti armoniche, in particolare, sul conduttore di neutro³¹;
- i valori misurati delle distorsioni armoniche di corrente e tensione³²;
- i valori di flicker (per esempio, dove sono presenti le saldatrici);
- i valori di temperatura delle apparecchiature più critiche (per esempio la temperatura dei trasformatori di potenza attraverso le centraline termometriche).

In condizioni normali, gli indicatori registrati durante le prove di funzionamento non dovrebbero discostarsi da quanto rilevato durante il primo avviamento dell'impianto o del processo produttivo. Valori di tensione, di corrente o dei tempi di avviamento significativamente diversi possono invece rappresentare un segnale di potenziale criticità da considerare, per esempio: un incremento delle distorsioni armoniche richiede specifici approfondimenti ed eventuali azioni correttive, quali l'aumento della sezione del neutro in accordo con l'art. 524.2 della Norma CEI 64-8/5 al fine di prevenire sovraccarichi, interventi indesiderati dei sistemi di protezione ed altri ulteriori effetti indesiderati come il basso fattore di potenza, l'invecchiamento precoce o guasti dei condensatori di rifasamento. In modo semplice, per comprendere quanto sia facile modificare il comportamento di un impianto elettrico, si può considerare la sostituzione delle tradizionali lampade a incandescenza con lampade a LED in un impianto esistente per ragioni di risparmio energetico.



31 - Per ridurre i consumi di energia elettrica, la tendenza è quella di cambiare la tipologia degli apparecchi di illuminazione, l'utilizzo di dispositivi elettronici per il controllo della velocità dei motori elettrici, la sostituzione di una apparecchiatura di rifasamento, ecc.: in questi casi, è consigliato ripetere le misure elettriche per verificare l'assenza di un peggioramento dei parametri di qualità della tensione di alimentazione.

32 - Eventuali variazioni rispetto a quanto misurato nelle precedenti verifiche o prove iniziali eseguite prima della messa in esercizio di un nuovo impianto, dovrebbero essere oggetto di approfondimenti tecnici per prevenire guasti e nei casi più critici, il rischio d'incendio.

Figura 7.2.1 – esempio di misura fatta su due tipi di lampade diverse

Le stesse considerazioni fatte nell'esempio relativo alla sostituzione di una lampadina possono essere estese ai casi in cui si sostituiscono carichi tradizionali con dispositivi che integrano elettronica di potenza, come azionamenti industriali, alimentatori monofase o trifase, variatori di velocità, dimmer e simili.

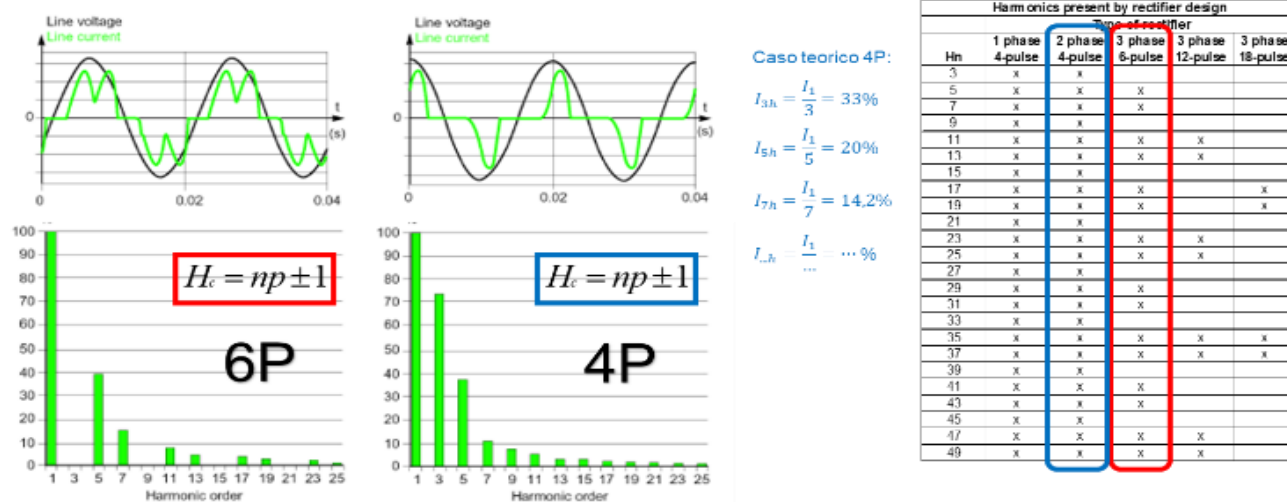


Figura 7.2.2 – esempio per la valutazione della distorsione armonica

L'impiego di variatori di velocità per ottimizzare i consumi energetici di motori monofase (convertitori monofase 4P) introduce distorsioni armoniche sulla forma d'onda della corrente assorbita. Le componenti armoniche di sequenza zero, in una rete trifase, hanno la caratteristica di sommarsi aritmeticamente sul conduttore di neutro, come illustrato nella figura seguente.

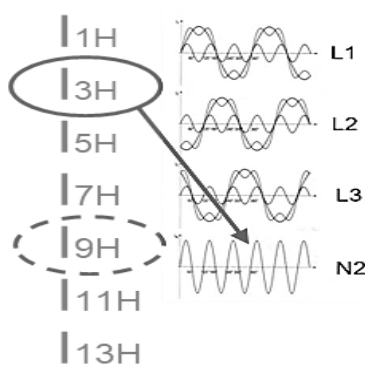


Figura 7.2.3 – componenti omopolari sul conduttore di neutro

Ad esempio, con una corrente fondamentale a 50 Hz pari a 100 A e una componente armonica a 150 Hz di 30 A su ciascuna fase, sul conduttore di neutro è possibile misurare una corrente a 150 Hz fino a 90 A. Se, oltre ad avere una sezione ridotta (condizione che può portare a sovraccarico), la protezione del neutro presenta anche una soglia di massima corrente impostata a un valore dimezzato rispetto a quello previsto per i conduttori di fase, si ha l'intervento della protezione di massima corrente, con conseguente interruzione della fornitura di energia elettrica. Considerando inoltre che il fattore di potenza misurato dal contatore del DSO tiene conto anche

del fattore di distorsione $\frac{1}{\sqrt{1+THD_i^2}}$, l'impatto delle armoniche introdotte da questi dispositivi ridurrà anche il valore del fattore di potenza come segue:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \times \cos\varphi_1$$

dove:

- P è la potenza attiva;
- S è la potenza apparente $\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}$;
- Q è la potenza reattiva;
- D è la componente distorcente legata alla distorsione armonica;
- $\cos\varphi_1$ è lo sfasamento tra il fasore di tensione e corrente in regime sinusoidale;
- PF è il fattore di potenza misurato dal contatore di energia del DSO.

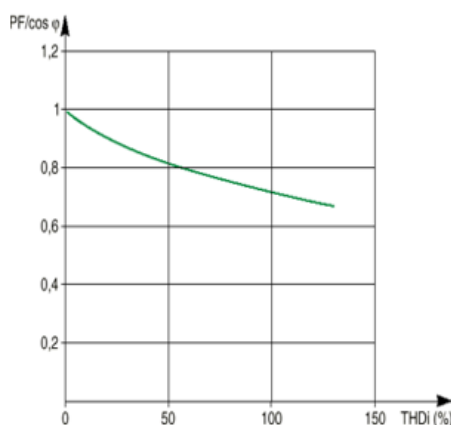


Figura 7.2.4 – riduzione del PF in funzione del valore di THDi %

Il grafico in figura 7.2.4 offre un impatto visivo immediato sulla variazione del fattore di potenza al variare della distorsione armonica della corrente. L'esempio presentato ha lo scopo di sensibilizzare chi effettua un esame a vista sull'importanza di considerare l'impianto elettrico nel suo complesso. Anche i carichi collegati tramite prese a spina, che singolarmente possono sembrare marginali, se valutati nel loro insieme possono generare comportamenti inattesi e potenzialmente pericolosi, soprattutto se non analizzati con la dovuta attenzione. Nella figura 7.2.5 è riportata una registrazione che mostra come, ad esempio, la modifica di uno scenario operativo (alimentando un carico tramite un unico trasformatore per ridurre i consumi) possa determinare variazioni significative nella distorsione armonica della tensione di alimentazione.

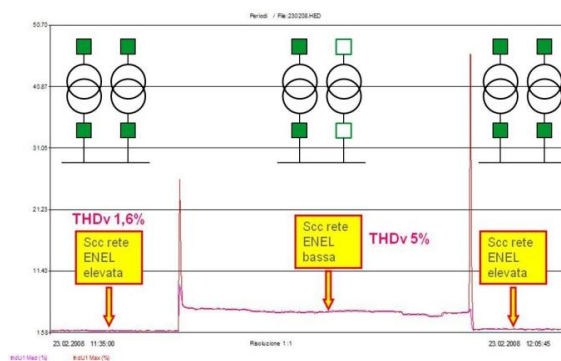


Figura 7.2.5 – variazione del THDv in funzione della potenza di cc.

Se, in condizioni di basso carico, l'utente o il DSO che alimenta una sezione dell'impianto, stacca un trasformatore di potenza in cui sono presenti carichi non lineari (ad esempio un impianto di illuminazione notturna a LED, UPS per il CED, ecc.), il valore di THDv tende ad aumentare.

All'aumentare della distorsione armonica, come visto in precedenza, il fattore di potenza si riduce. Di conseguenza, per mantenere il valore del fattore di potenza PF entro i limiti richiesti da ARERA, le apparecchiature di rifasamento devono compensare maggiormente, inserendo un numero superiore di condensatori per raggiungere il livello di rifasamento richiesto.

L'inserimento di un numero maggiore di condensatori modifica la frequenza di risonanza che si instaura tra il sistema di rifasamento e il trasformatore MT/BT, con il rischio di generare condizioni potenzialmente dannose per l'impianto. Per chiarire ulteriormente il significato di questa affermazione, è sufficiente svolgere il seguente semplice calcolo numerico:

- corrente di cortocircuito massima nel punto di connessione con la rete del DSO : 12,5 kA
- potenza di cortocircuito massima nel punto di connessione con la rete del DSO a 15 kV : 325 MVA
- corrente di cortocircuito minima nel punto di connessione con la rete del DSO : 9,1 kA
- potenza di cortocircuito minima nel punto di connessione con la rete del DSO a 15 kV : 237 MVA
- potenza nominale del trasformatore MT/BT Sr : 1250 kVA
- tensione di cortocircuito del trasformatore MT/BT Uk : 6%
- Potenza di cortocircuito del trasformatore MT/BT da 1600 kVA : 26,7 MVA

In bassa tensione, a valle del trasformatore MT/BT, la potenza di cortocircuito risulta pari a 24,7 MVA quando la rete del DSO fornisce la massima corrente di cortocircuito (325 kVA). Nella condizione opposta, con la potenza di cortocircuito minima della rete pari a 237 MVA, la potenza di cortocircuito lato BT scende a 24 MVA. Per il rifasamento di un trasformatore da 1600 kVA si fa solitamente riferimento alle tabelle fornite dai costruttori, dalle quali emerge (nel caso specifico) la necessità di un banco di condensatori da circa 18,9 kvar.

potenza reattiva da installare [kvar]						
potenza nominale [kVA]	trasformatori in olio perdite secondo norma CEI 14-14 lista A		trasformatori in olio basse perdite		trasformatori in resina norma CEI 14-12	
	Qr a vuoto	Qr a carico	Qr a vuoto	Qr a carico	Qr a vuoto	Qr a carico
100	2,5	6,1	1,5	5,2	2,5	8,1
160	3,7	9,6	2,0	8,2	3,6	12,9
200	4,4	11,9	2,4	10,3	4,2	15,8
250	5,3	14,7	2,7	12,4	4,9	19,5
315	6,3	18,3	3,1	15,3	5,6	24,0
400	7,5	22,9	3,5	19,1	5,9	29,3
500	9,4	28,7	4,4	24,0	7,4	36,7
630	11,3	35,7	5,0	29,6	8,0	45,1
800	13,5	60,8	5,5	53,0	10,2	57,4
1000	14,9	74,1	6,9	66,3	11,8	70,9
1250	17,4	91,4	7,3	81,7	14,7	88,8
1600	20,6	115,4	7,7	103,1	18,9	113,8
2000	23,8	142,0	9,7	128,9	24,6	140,2
2500	27,2	175,2	12,1	161,0	24,5	173,1
3000	29,7	207,5	11,5	190,3		
3150					30,9	250,4

18,9 kvar →

Figura 7.2.6 – esempio di tabella per la scelta di un condensatore in funzione della potenza nominale Sr di un trasformatore MT/BT.

In base ai cataloghi dei costruttori, il condensatore con potenza più prossima a quella necessaria per il rifasamento è un modello trifase da 22 kvar.

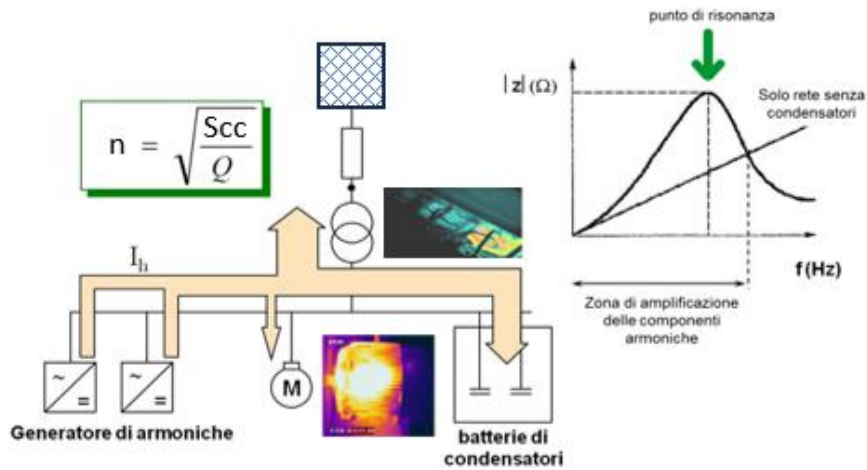


Figura 7.2.7 – esempio di risonanza tra condensatori e TR MT/BT.

Secondo la bibliografia tecnica e le norme di prodotto relative ai condensatori (in particolare la Norma CEI EN 60871-1) è possibile determinare la frequenza di risonanza utilizzando la formula riportata in figura 7.2.7, nella quale:

- S_{cc} è la potenza di cortocircuito (MVA) nel punto in cui il condensatore deve essere collegato;
- Q o la potenza del condensatore espressa in Mvar;
- n è il numero dell'armonica, cioè il rapporto tra la frequenza della componente armonica risonante (Hz) e la frequenza della componente fondamentale (Hz),

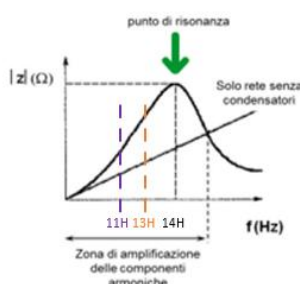
Applicando la formula di figura 7.2.7 nelle condizioni appena descritte, si ottiene un ordine di risonanza pari a $n = 33$ con un valore di corrente di cortocircuito minima della rete del DSO, e $n = 33,5$ nel caso di corrente di cortocircuito massima.

Riprendendo il calcolo dell'ordine n della frequenza di risonanza e considerando che (come evidenziato nell'esempio) l'incremento della distorsione armonica introdotta da componenti ad alta efficienza energetica comporta una riduzione del fattore di potenza, il rifasamento richiede l'inserimento di un'ulteriore capacità, ad esempio mediante un gradino di condensatori da 50 kVAR, con il seguente effetto:

$$n = \sqrt{\frac{2400}{22 + 50}} = 18.3$$

Se poi fosse necessario inserire un secondo ulteriore gradino da 50 kvar, sempre come conseguenza della riduzione del fattore di potenza dovuta all'aumento del fattore di distorsione, si otterrà il seguente risultato:

$$n = \sqrt{\frac{2400}{22 + 50 + 50}} = 14$$



Se dalla verifica risulta un valore di $n = 14$, come mostrato nel grafico, le armoniche **11H** e **13H** generate, ad esempio, da un convertitore **4P**, **6P** o **12P**, ricadono in prossimità della risonanza e vengono conseguentemente **amplificate**.

Quando la distorsione armonica di tensione supera i limiti previsti per la relativa **classe ambientale elettromagnetica**, in accordo con la Norma **CEI 61000-2-4** ("Ambiente – Livelli di compatibilità ambientale per i disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali"), è necessario verificare con attenzione la compatibilità tra tali livelli e la **sensibilità dei carichi alimentati**. A riguardo si devono considerare anche le prescrizioni delle Norme **CEI 0-21**, **CEI 0-16** e **CEI EN 50160**.



Fig. 7.2.8 – esempi di guasti causati dalle risonanze pericolose

La figura 7.2.8 evidenzia i danni provocati da un fenomeno di risonanza che ha amplificato alcune componenti armoniche non previste.

Proseguendo con gli esempi, per sottolineare l'importanza delle prove funzionali durante le verifiche periodiche di manutenzione, è necessario considerare anche l'impatto che i nuovi carichi possono avere sul sistema di distribuzione esistente. Non vanno infatti trascurati gli effetti che tali dispositivi possono generare, in particolare sul comportamento e sull'affidabilità dei dispositivi di protezione.

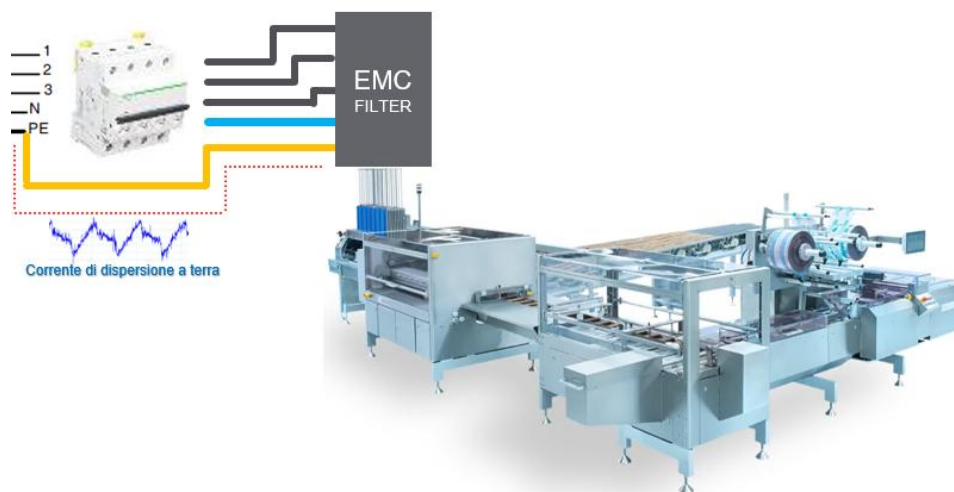


Fig. 7.2.9 – correnti di dispersione introdotte dai filtri EMC

È capitato che l'installazione di nuove apparecchiature provochi l'intervento indesiderato dei dispositivi differenziali. Non sempre è possibile aumentare il valore di intervento di tali soglie di protezione, può essere necessario applicare la prescrizione riportata dalla Norma CEI 64-8 che riporta: "... circuiti elettrici devono essere suddivisi in modo che nessuna corrente di dispersione verso terra, che potrebbe presentarsi durante il funzionamento normale del carico collegato, non causi un intervento indesiderato del dispositivo...". La sostituzione di una determinata utenza, interventi che spesso vengono fatti ricadere nell'ambito di un semplice intervento di manutenzione potrebbero introdurre inaspettate criticità. Per questo motivo si ribadisce l'importanza di distinguere chiaramente tra le diverse tipologie di intervento: si parla di **manutenzione ordinaria** quando si procede alla sostituzione con componenti identici, mentre rientra nella **manutenzione straordinaria** la sostituzione con componenti aventi caratteristiche equivalenti ma tali da non alterare o modificare i comportamenti dell'impianto elettrico. Qualora tali comportamenti risultino invece modificati, l'intervento ricade nell'ambito di una trasformazione, ai sensi del DM 37/08.

Un altro aspetto che non può essere trascurato durante una prova di funzionamento è la verifica delle correnti di dispersione sull'impianto di terra.



Fig. 7.2.10 – misura delle correnti di dispersione

Queste misure possono sembrare semplici, ma spesso richiedono l'intervento di personale qualificato, con esperienza specifica nel campo delle misure elettriche. La scelta dei metodi di misura e degli strumenti più adatti dipende dalla complessità dell'impianto e dalla tipologia dei carichi alimentati. Inoltre, è fondamentale definire in anticipo quali grandezze si intendono rilevare, così da eseguire la misura in modo corretto ed efficace.

Proseguendo con gli esempi, e ricordando quanto precisato nello scopo di questo documento, ovvero che i casi riportati non rappresentano e non potrebbero rappresentare l'intero insieme delle situazioni reali, la sostituzione di un vecchio trasformatore di potenza MT/BT, in applicazione del Regolamento (UE) n. 548/14, pur mantenendo la stessa potenza nominale S_r , lo stesso gruppo vettoriale e la stessa tensione di cortocircuito U_k , può presentare comportamenti significativamente diversi in termini di corrente di inserzione. I valori della corrente di inserzione e delle relative costanti di tempo dei trasformatori conformi alla classe AA0A_k, infatti, risultano molto differenti rispetto a quelli dei trasformatori di generazioni precedenti.

Lo stesso principio può essere esteso ai motori e alle apparecchiature di manovra "free SF₆", per le quali i valori di "rating" capacitivi o induttivi potrebbero non coincidere con quelli originari. Per questo motivo, nelle definizioni riportate nel Capitolo 4 si evidenzia la distinzione tra manutenzione ordinaria e manutenzione straordinaria: quando un componente non è più disponibile, il nuovo componente deve possedere caratteristiche equivalenti o superiori, senza alterare il comportamento complessivo dell'impianto elettrico.

Le valutazioni tecniche periodiche lungo l'intero ciclo di vita dell'impianto dovrebbero essere sempre affidate a tecnici specializzati, dotati delle competenze necessarie per interpretare correttamente tali variazioni.

7.3. Prove di funzionamento del dispositivo differenziale con tasto per gli impianti in BT

Questa prova rappresenta una verifica funzionale di una protezione importante applicata sulla distribuzione in bassa tensione per la protezione delle persone. Trattandosi di una semplice operazione, utilizzando una scheda di attività, un operatore potrebbe verificare (settimanalmente, mensilmente, o con altra frequenza valutata in funzione del tipo di rischio) la funzionalità di tali dispositivi. Questa attività in genere è eseguita da personale addestrato di livello 1, per gli impianti semplici, anche da persone comuni (PEC), in accordo con le istruzioni fornite dai costruttori o indicate sull'interruttore differenziale stesso (per esempio: premere mensilmente il pulsante di test).



Fig. 7.3.1 – prova differenziali con pulsante di test

7.4. Prove strumentali di funzionamento del dispositivo differenziale per gli impianti in BT

Il corretto funzionamento di questo dispositivo dipende da diversi fattori impiantistici. Pertanto, in funzione della valutazione del rischio e degli obblighi previsti da norme, leggi e regolamenti locali, questa prova risulta essenziale per verificare l'efficacia dell'intero sistema di protezione delle persone, contro i contatti indiretti e correnti di dispersione pericolose. In relazione alla complessità dell'impianto, tale attività può essere svolta da una delle seguenti figure:

- *personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate (livello 2/3);*
- *personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4);*
- *personale tecnico specializzato con attrezzatura (livello 5).*

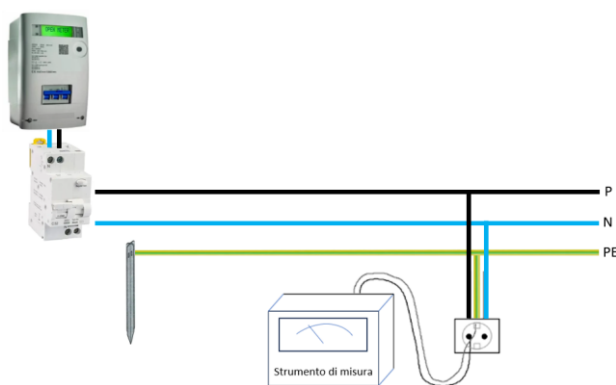


Fig. 7.4.1 – esempio di una prova differenziali con strumento

Lo strumento inserisce una resistenza parzialmente variabile tra un conduttore attivo a valle del dispositivo differenziale e le masse; la corrente viene aumentata riducendo la resistenza variabile. La corrente differenziale I_d alla quale il dispositivo differenziale interviene non deve essere superiore alla corrente di funzionamento nominale differenziale I_{dn} .

Il medesimo risultato si può ottenere collegando la resistenza variabile tra un conduttore attivo a monte del dispositivo differenziale ed un altro conduttore attivo a valle.

In entrambi i metodi si raccomanda di disinserire il carico durante la prova.

7.5. Prove di funzionamento dei dispositivi di protezione degli impianti MT

La verifica del corretto funzionamento di un sistema di protezione di un impianto in media tensione richiede competenze specifiche e **l'utilizzo di adeguate attrezzature**. Questa attività è eseguita in genere da **personale tecnico specializzato di livello 5**, sulla base di quanto indicato a progetto, nel rispetto di quanto indicato nello studio di coordinamento protezioni.



Fig. 7.5.1 – esempio di cassetta prova relè di protezione

I nuovi dispositivi di protezione rispetto a quelli tradizionali di tipo elettromeccanico, oltre alle funzioni di protezione hanno la capacità di gestire una serie di logiche programmate, per esempio:

- *quelle relative allo stacco e riattacco carichi in accordo con la Norma CEI 0-16;*
- *logiche di commutazione e/o logiche per il trasferimento carichi nelle configurazioni ad H con due interruttori e un congiuntore (arrivo da rete DSO principale e arrivo da rete DSO di riserva o gruppo elettrogeno);*
- *eventuali altre.*

La definizione delle prove di funzionamento dei dispositivi di protezione, oltre all'impiego di attrezzature specifiche, può richiedere ulteriori verifiche operative. Tra queste rientra, ad esempio, il controllo dell'integrità dei cablaggi utilizzati per la gestione dei segnali tra i vari relè e degli interblocchi elettrici di sicurezza, che nel tempo possono deteriorarsi e generare malfunzionamenti. Tale necessità può essere ridotta solo in presenza di tecnologie avanzate dotate di sistemi di comunicazione ridondanti, come quelli realizzati con fibra ottica e protocolli di comunicazione 61850, capaci di segnalare tempestivamente eventuali anomalie.

Queste prove richiedono la disponibilità dell'elaborato tecnico "studio di coordinamento delle protezioni", generalmente presente negli impianti dotati di interruttori di media tensione e di interruttori di bassa tensione sciolati e/o aperti equipaggiati con relè di protezione, diretti o indiretti, regolabili. Oltre alle tabelle di regolazione, tale documento include normalmente i diagrammi tempo-corrente, che rappresentano graficamente il comportamento delle protezioni a monte e a valle nelle diverse condizioni di guasto: cortocircuito trifase, bifase, monofase a terra, nonché le risposte alle correnti di inserzione di un trasformatore, all'avviamento di un motore e ad altri eventi dinamici dell'impianto.

*Nota: Le tabelle di regolazione dei dispositivi di protezione, una volta messi in servizio, dovrebbero essere sempre disponibili, così come gli **schemi logici di programmazione dei relè elettronici** che gestiscono logiche di stacco e riattacco carichi, commutazioni e/o trasferimenti di carico. Per queste ultime, è in genere sufficiente indicare negli schemi la presenza delle logiche e conservare in archivio la **copia del file di programmazione** di ciascun relè o dispositivo elettronico, riportando la relativa data e l'indice di revisione corrispondente alla versione installata.*

Nota: la complessità di questo argomento, anche se trattato per le applicazioni più semplici dalla guida CEI 99-4 e da tante altre pubblicazioni tecniche (per esempio: "le protezioni dei sistemi elettrici di potenza" CEI; "Selettività dei sistemi di protezione degli impianti elettrici" UTET Editoriale Delfino; e tanti altri), considerando tutte le recenti innovazioni tecnologiche in forte evoluzione, richiede continui aggiornamenti tecnici che normalmente i costruttori di queste tecnologie forniscono attraverso corsi specifici per ogni prodotto commercializzato.

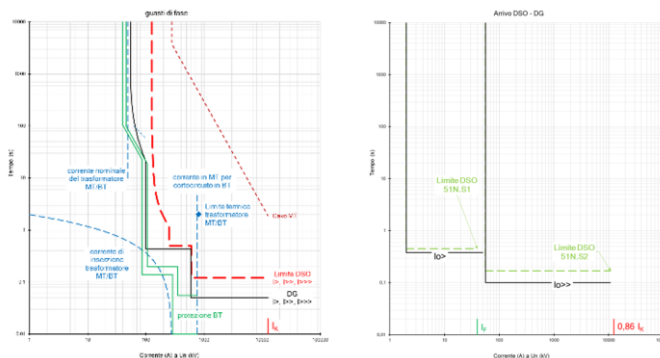


Fig. 7.5.2 – esempio di grafici con le curve di intervento di relè di protezione MT

7.6. Controllo del dispersore di terra

Questa operazione serve per verificare se il dispersore o sistema di dispersione a terra è ancora efficiente o inizia a degradarsi. In funzione delle risultanze di tale controllo, è possibile definire nel piano di manutenzione la frequenza delle verifiche e degli interventi di manutenzione necessari a garantire le funzionalità e sicurezze iniziali, stabilite a progetto. Questo tipo di verifica nei luoghi di lavoro, dovrebbe essere eseguita indipendentemente dalle verifiche previste dal DPR 462, e se necessario eseguita con maggior frequenza rispetto a quanto stabilito dalle norme e leggi vigenti (per le modalità di prova fare riferimento alle norme CEI specifiche). Questa attività può essere eseguita, in funzione della complessità dell'impianto, da una delle seguenti figure:

- personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate (livello 2/3);
- personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4);
- personale tecnico specializzato con attrezzatura (livello 5).

La verifica del dispersore di terra può essere eseguita con metodi diversi e deve essere eseguita tenendo conto del tipo di sistema di distribuzione adottato.

Per i sistemi TT, in genere, gli impianti alimentati in bassa tensione allacciati alle reti del DSO in accordo con la norma CEI 0-21, la resistenza misurata dell'intero circuito interessato dal guasto non deve essere confusa con la misura della resistenza di terra del dispersore di terra dell'utente e le misure si eseguono in accordo con le norme CEI del CT 64 (bassa tensione).

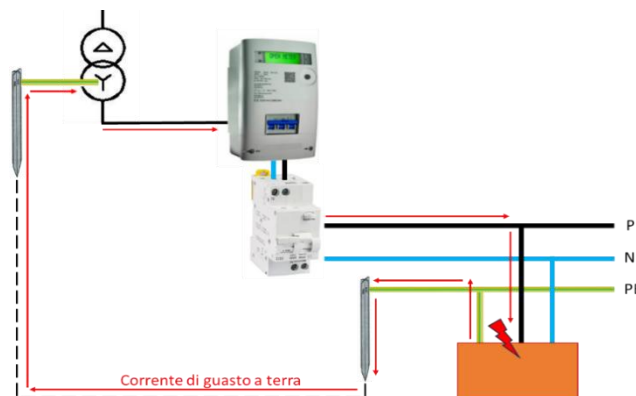


Fig. 7.6.1 – percorso della corrente di guasto a terra in un sistema TT

Per gli altri sistemi IT, TN-C e TN-S allacciati alle reti in media e alta tensione, oltre alle norme del CT 64, si devono applicare anche le norme CEI del CT99 relative agli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. e 1,5 kV in c.c., in particolare la Norma CEI EN 50522.

Le guide CEI 64-14 e CEI 99-5 possono essere utilizzate come riferimento per l'esecuzione del controllo del dispersore di terra.

7.7. Misura della resistenza di terra

La misura di resistenza del dispersore di terra si può eseguire con diversi metodi, come ad esempio, il metodo volt-amperometrico con misuratore di terra.

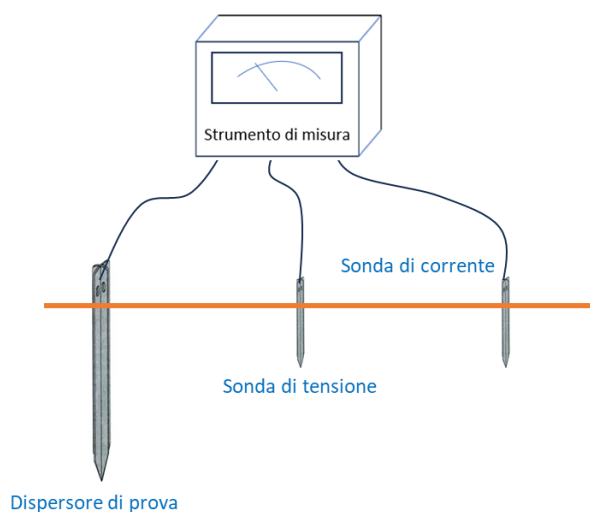


Fig. 7.7.1 – esempio di misura della resistenza di terra con il metodo volt-amperometrico

La misura eseguita viene effettuata iniettando una corrente attraverso la sonda di corrente e misurando la tensione attraverso la sonda di tensione lo strumento indica il valore di resistenza di terra.

Questa attività può essere eseguita, in funzione della complessità dell'impianto, da una delle seguenti figure:

- *personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4);*
- *personale tecnico specializzato con attrezzatura (livello 5).*

Per la misura della resistenza di terra di un impianto allacciato ad una rete del DSO (CEI 0-16) in media tensione si deve fare riferimento all'allegato "L" della Norma CEI EN 50522 che riporta alcuni esempi con indicato il posizionamento della sonda di tensione e della sonda di corrente con le relative distanze dal dispersore da provare. La guida CEI 99-5 per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. contiene anche una serie di indicazioni per le misure e la manutenzione periodica.

Per la misura della resistenza di terra di un impianto allacciato ad una rete del DSO (**Distribution System Operator**, cioè l'**impresa distributrice** che gestisce la rete elettrica di distribuzione) in bassa tensione (CEI 0-21) si deve fare riferimento alla principale Norma CEI 64-8, e della guida CEI 64-14.

La coerenza tra la misura eseguita e il valore ottenuto dal calcolo rappresenta il primo elemento da verificare. Si tratta di una verifica complessa, che richiede il coinvolgimento di specialisti nella misura e nella progettazione degli impianti di messa a terra, soprattutto quando non sono più disponibili i documenti relativi alle verifiche iniziali e ai valori misurati prima della messa in servizio dell'impianto.

La scheda di verifica, compilata dal personale tecnico qualificato, dovrebbe indicare chiaramente l'intervallo di accettabilità entro il quale il valore misurato può essere considerato valido. Per impianti complessi, in particolare quelli allacciati alle reti di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata, in accordo con la CEI 0-16, rientranti nel campo di applicazione della Norma CEI EN 50522, si raccomanda di documentare anche lo schema e il metodo di misura adottato nelle condizioni di misura.

7.8. Misura dell'impedenza dell'anello di guasto

Un metodo pratico per verificare il valore della corrente di guasto a terra nei sistemi allacciati in bassa tensione alla rete del DSO in accordo con la Norma CEI 0-21 è quello di eseguire una misura dell'impedenza di guasto, che fornisce un valore in eccesso sommando alla resistenza di terra la resistenza dei conduttori di terra, di protezione di linea.

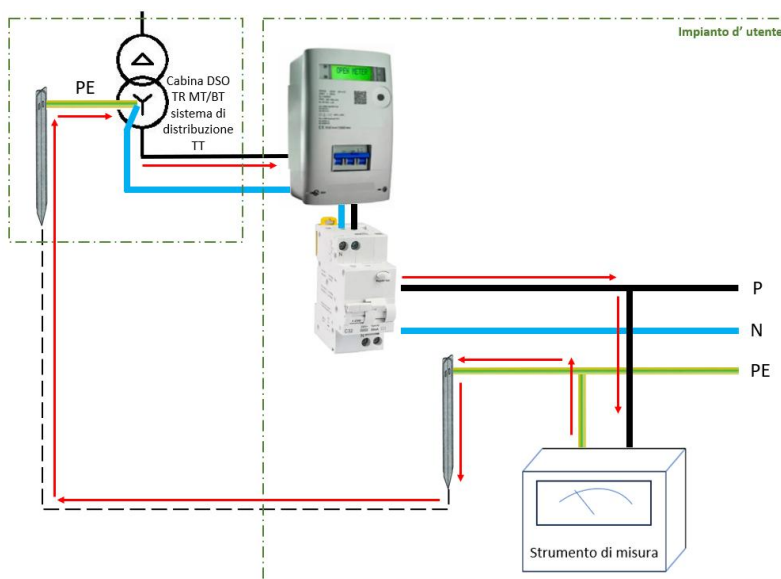


Fig. 7.8.1 – esempio di misura dell'impedenza dell'anello di guasto con strumento di misura in un sistema TT.

Come per la misura della resistenza di terra dell'articolo precedente, anche la misura dell'impedenza (resistenza) dell'anello di guasto deve essere effettuata, per quanto possibile, con l'impianto disposto nelle ordinarie condizioni di funzionamento e può essere eseguita senza distaccare i collegamenti alle masse estranee (dispersori non sotto il controllo di chi esercisce l'impianto) a meno che non sia ragionevole supporre che l'efficienza dell'impianto di terra dipenda soprattutto dalle masse estranee.

7.9. Misura delle tensioni di contatto e di passo

La misura delle tensioni di contatto ha lo scopo di verificare i valori limite ammissibili di U_{VT} (tensione di contatto presunta) e U_{TP} (tensione di contatto ammissibile) in base alla durata.

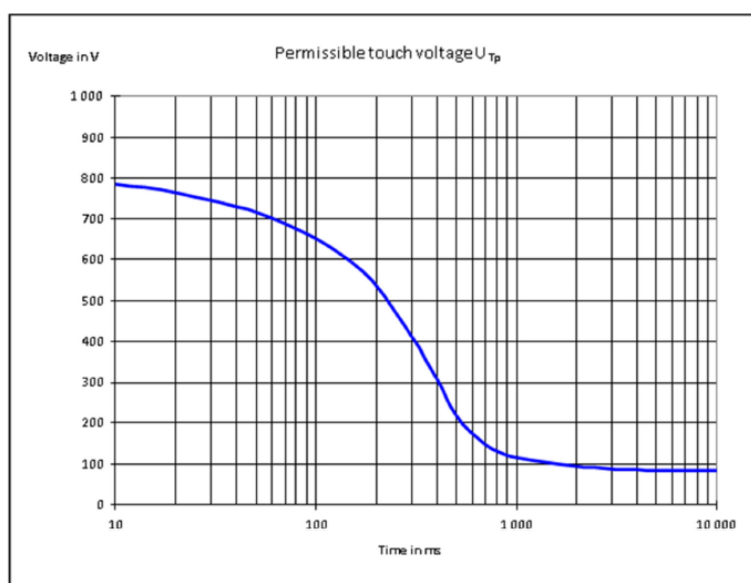


Figura 7.9.1 – Tensioni di contatto ammissibili U_{TP} per correnti di breve durata (fig. 8 CEI EN 50522)

Per la valutazione della tensione di passo a vuoto U_{VS} e la tensione di passo effettiva U_s , le prove devono essere condotte in accordo con la Guida CEI 99-4 e l'allegato A (normativo) della Norma CEI EN 50522.

7.10. Prove di continuità

La prova di continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori per il collegamento equipotenziale principale e supplementare assume una importanza fondamentale per la sicurezza e la funzionalità degli impianti. Le modalità di verifica e frequenza devono essere coerenti con quanto previsto dalle leggi e norme in vigore.

Tuttavia, se dalla valutazione dei rischi risulta necessario eseguire tali prove con maggior frequenza, una diversa pianificazione è auspicata a favore della sicurezza, come accade, per esempio per gli impianti dotati di generazione locale da fonti rinnovabili (utenti attivi con generatori statici). Questa attività può essere eseguita, in funzione della complessità dell'impianto, da una delle seguenti figure:

- *personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate (livello 2/3);*
- *personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4);*
- *personale tecnico specializzato con attrezzatura (livello 5).*

Le prove di continuità interessano i collegamenti tra le masse, masse estranee e sbarra/collettore di terra del quadro elettrico di zona e/o quadro elettrico generale. L'utilizzo di strumenti certificati e sottoposti a calibrazione periodica, insieme all'applicazione di una procedura scritta e coerente con quanto definito nelle guide CEI è molto utile per rilevare potenziali condizioni di pericolo e di usura delle connessioni di terra e connessioni equipotenziali. Nei locali medici di gruppo 2, la resistenza dei conduttori e delle connessioni, fra il nodo equipotenziale e i morsetti previsti per il conduttore di protezione delle prese a spina e degli apparecchi utilizzatori fissi o per qualsiasi massa estranea, non deve superare 0,2 Ω .

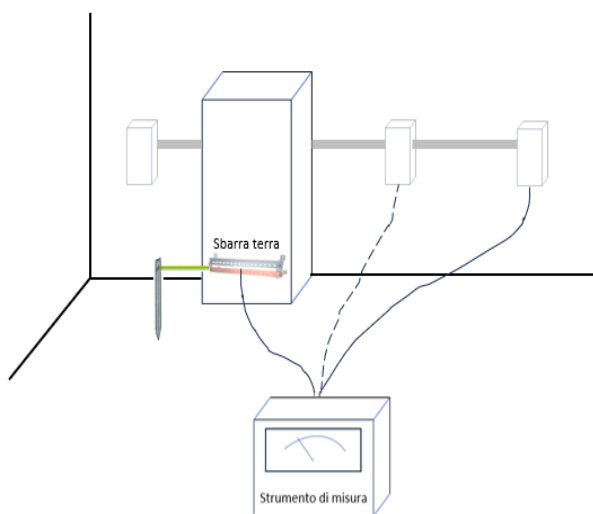


Fig. 7.10.1 – esempio di una prova di continuità

7.11. Controllo delle condutture elettriche

Le condutture elettriche sono soggette a un deterioramento che dipende da un insieme di fattori funzionali ed ambientali. Le modalità di verifica e frequenza delle verifiche, caso per caso, devono tenere conto:

- *della vita utile presunta;*
- *delle condizioni di utilizzo (percentuale di carico, esposizione dei materiali dielettrici alla distorsione armonica e alle sovratensioni, sovracorrenti transitorie, eventi con elevate correnti di guasto, riscaldamento indotto, ecc.);*
- *delle condizioni ambientali (basse ed elevate temperature, umidità elevata e presenza di acqua o sostanze corrosive, grado di pulizia delle condutture, animali, ecc.).*

Se si dispone di un sistema di monitoraggio che ha registrato lo storico degli eventi è possibile stimare il degrado subito dalle condutture (conseguente al tipo di sollecitazione registrata) e pianificare le eventuali misure di manutenzione preventiva necessarie. Queste attività possono essere eseguite, in funzione della complessità dell'impianto, da una delle seguenti figure:

- *personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate (livello 2/3);*
- *personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4);*
- *personale tecnico specializzato con attrezzatura (livello 5).*

Il controllo delle condutture elettriche è una attività che tipicamente si svolge durante l'attività di manutenzione e prevede ispezioni visive per individuare tubazioni e/o cavi danneggiati o che per cedimenti meccanici o altri fattori esterni come fonti di calore, possibili urti, ecc. possono subire danneggiamenti.

Il controllo delle condutture può richiedere test strumentali come la misura della resistenza di isolamento. In alcuni casi può essere necessario effettuare la misura tra ogni conduttore attivo, oppure tra ogni conduttore attivo e il conduttore di protezione connesso a terra, in altri casi i conduttori attivi possono essere collegati insieme per effettuare la misura verso il conduttore di protezione.

Tensione nominale del circuito [V]	Tensione di prova in c.c. [V]	Resistenza di isolamento minima [MΩ]
SELV e PELV	250	0,5
Fino a 500 V, compreso FELV	500	1
Oltre 500 V	1000	1

Quando i dispositivi contro le sovratensioni (SPD) o altri componenti dell'impianto sono tali da influenzare la prova, o possono essere danneggiati, tali componenti devono essere disinseriti prima di effettuare la prova di isolamento. Se non è possibile disinserire questi componenti, la tensione di prova può essere ridotta a 250 V in c.a. per il particolare circuito, ma la resistenza di isolamento deve avere almeno il valore di 1 MΩ.

7.12. Controllo del funzionamento dei comandi di emergenza

Per i comandi di emergenza a servizio di impianti elettrici di distribuzione, una volta individuata la funzione richiesta per il comando di emergenza, occorre verificare:

DESCRIZIONE	SI	NO	n.a.	NOTE
I dispositivi di comando sono collocati in posizione facilmente accessibile				
I dispositivi sono accessibili solo a personale addestrato				
Il dispositivo è accessibile a tutti ma racchiuso in custodia frangibile				
È presente cartello identificativo del comando				
I dispositivi una volta azionati restano nella posizione assunta				
Il comando di emergenza è permanente e ripristinabile da personale incaricato con azione volontaria				
Il comando agisce sui circuiti di potenza				
Il comando agisce su circuiti ausiliari di contattori a sicurezza positiva				
Per l'azionamento a lancio di corrente è permanentemente verificata la funzionalità del circuito (spia di segnalazione)				
.....				

Per il comando di emergenza di impianti a bordo macchina occorre fare riferimento al manuale di istruzione della macchina ed alle norme specifiche.

7.13. Manutenzione quadri elettrici

In genere i quadri elettrici sono insiemi prefabbricati realizzati con componenti progettati e collaudati per distribuire l'energia elettrica alle varie utenze. Alcuni di questi componenti sono soggetti a usura, poiché esposti a specifici livelli di stress ambientale (polvere, sovratemperatura, umidità, corrosione, vibrazioni meccaniche, ecc.) e operativo (numero di manovre, correnti elevate, presenza di armoniche, ecc.).

Nei cataloghi tecnici è solitamente indicata la vita utile presunta di ciascun componente, insieme ai criteri di declassamento da considerare per la definizione del relativo piano di manutenzione. In questo contesto, le soluzioni più recenti introdotte dai principali costruttori rappresentano un'evoluzione significativa: i quadri elettrici possono infatti essere equipaggiati con sensori dedicati e componenti dotati di funzionalità di comunicazione integrata. Questi sistemi non si limitano a registrare le condizioni di esercizio, ma consentono di individuare tempestivamente fenomeni di usura o situazioni anomale che potrebbero evolvere in un guasto o in un rischio per la sicurezza. La disponibilità di dati in tempo reale permette di definire o aggiornare con maggiore precisione il piano di manutenzione e di generare allarmi preventivi, per eseguire eventuali modifiche di configurazione utili a ridurre il rischio di intervento delle protezioni e le conseguenti ripercussioni sulla continuità del servizio elettrico dell'impianto o del processo produttivo.

Per i quadri elettrici non equipaggiati con sensori collegati ad un sistema di monitoraggio e controllo, le verifiche sul loro stato di conservazione devono essere svolte da personale tecnico con un livello tecnico sufficiente ad individuare le eventuali anomalie. Per esempio, se in un quadro elettrico è presente un condensatore (normalmente sono disposti in armadi dedicati e conformi alla relativa norma CEI EN di prodotto), il tecnico, in prima istanza, dovrebbe saper riconoscere una anomalia come quella rappresentata nella seguente figura:

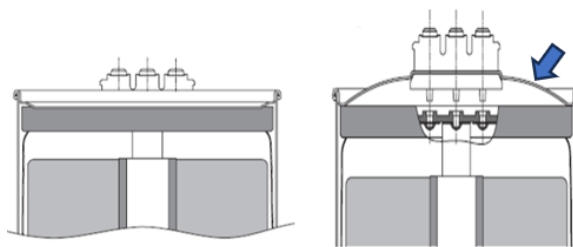


Fig. 7.13.1 – esempio di un condensatore prima e dopo l'intervento del dispositivo di protezione a sovrappressione

Nell'esempio riportato in figura 7.13.1, il condensatore di rifasamento associato a un trasformatore di potenza (come indicato anche nei manuali dei vari costruttori) presenta un rigonfiamento in prossimità del dispositivo antiscooppio, condizione che richiede una sostituzione tempestiva. Se tale guasto si manifesta in modo inatteso, durante un periodo di esercizio in cui non è ragionevole attendersi anomalie, il tecnico incaricato della verifica o della manutenzione deve segnalarlo per le necessarie misure correttive. Per un'analisi adeguata, tale valutazione dovrebbe essere effettuata da un **tecnico di livello 5**, in grado di individuare le cause e definire gli interventi più appropriati.

Un annerimento in prossimità di una giunzione, un evidente fenomeno di corrosione, l'irrigidimento o l'alterazione del colore dell'isolante di un conduttore flessibile, rumori anomali e altre irregolarità possono risultare difficili da individuare. In questi casi è raccomandato l'intervento di un **tecnico di livello 5**, in grado di identificare correttamente la causa del degrado e valutarne le implicazioni sull'affidabilità dell'impianto.

Un **tecnico di livello 5** dovrebbe essere in grado di rilevare, su un relè di protezione diretto o indiretto, l'eventuale presenza di allarmi, malfunzionamenti o manomissioni pericolose, utilizzando quando necessario le adeguate attrezzature di diagnosi. Tra le anomalie più critiche rientrano, ad esempio, la modifica non autorizzata delle soglie di protezione di massima corrente contro sovraccarico e cortocircuito rispetto a quanto previsto nel progetto esecutivo e nello studio di coordinamento delle protezioni. Si tratta di un aspetto fondamentale per la sicurezza dell'impianto e dell'operatore che esegue la manutenzione, soprattutto in caso di guasto o di manovra errata³³.

³³ Per la definizione del rischio da arco elettrico e dei relativi dispositivi di protezione individuale che il manutentore deve indossare (vedi CEI 11-27), cambiare un tempo di intervento di una soglia di protezione di massima corrente, ha come conseguenza l'aumento dell'energia d'arco in un determinato punto di lavoro, rendendo di fatto necessarie maggiori precauzioni contro il rischio di infortunio.

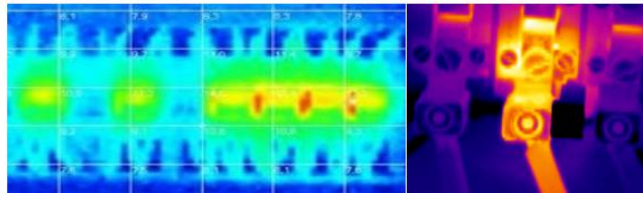


Fig. 7.13.2 – Esempio di termografie

L'esecuzione di rilievi termografici rappresenta uno strumento particolarmente utile per individuare in modo rapido e non invasivo eventuali anomalie all'interno dei quadri elettrici. Attraverso l'analisi delle temperature superficiali è possibile rilevare fenomeni quali l'allentamento del serraggio dei morsetti, punti caldi localizzati o incrementi anomali di temperatura dovuti all'usura o al degrado di specifici componenti.

Un esempio tipico riguarda i condensatori autorigenerabili: la progressiva riduzione della loro capacità può alterare la risposta in frequenza di un circuito RLC, amplificando determinati disturbi e generando conseguenti aumenti delle correnti circolanti e delle temperature di esercizio.

Allo stesso tempo però, l'impiego della termografia richiede competenze specifiche da parte del tecnico incaricato delle verifiche. L'interpretazione corretta delle immagini termiche non è infatti sempre sufficiente a individuare con precisione la causa delle anomalie rilevate e, in molti casi, deve essere integrata con misure strumentali complementari.

A seconda della tipologia di impianto e della natura del problema, può rendersi necessario l'utilizzo simultaneo di ulteriori strumenti di misura, quali pinze amperometriche, voltmetri, oppure, come accade frequentemente nei casi più complessi, a uno o più oscilloscopi digitali e analizzatori di rete in grado di acquisire forme d'onda, armoniche, transitori e disturbi condotti. Tali strumenti devono essere dotati di sonde e trasduttori adeguati al tipo di misura richiesta.

Ad oggi la legge italiana non impone l'obbligo di qualifica per l'uso della termocamera, ma il patentino che certifica la qualifica dell'operatore è uno strumento per proporsi professionalmente.

Nota: i rilievi termografici devono essere eseguiti con i circuiti sottoposti alla massima corrente di impiego, in condizioni ambientali non alterate, per esempio dalla porta del quadro elettrico lasciata aperta per troppo tempo.

Questa attività può essere eseguita, in funzione della complessità del quadro elettrico, da una delle seguenti figure:

- personale tecnico specializzato con attrezzatura (livello 5).

7.14. Serraggio dei morsetti

Generalmente questa verifica si esegue quando su determinati componenti si rileva nel tempo, un problema di allentamento del serraggio. La verifica dovrebbe essere condotta con una chiave o cacciavite dinamometrico.

Nota: In linea generale la verifica della coppia di serraggio non può essere ripetuta all'infinito senza conseguenze. La chiave dinamometrica è uno strumento di misura e, come tale, introduce sollecitazioni meccaniche sul giunto ogni volta che viene utilizzata. Ripetere la prova molte volte può alterare le condizioni del serraggio stesso, provocare deformazioni, alterare la distribuzione delle tensioni, usurare il filetto e aumentare il rischio di rottura.

Questa attività può essere eseguita, in funzione della complessità dell'impianto, da una delle seguenti figure:

- personale addestrato (livello 1);
- personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate (livello 2/3);
- personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4);
- personale tecnico specializzato con attrezzatura (livello 5).

7.15. Attività di pulizia

Le attività di pulizia degli impianti elettrici, delle apparecchiature e dei componenti sono necessarie per ragioni di funzionalità e di sicurezza.

La pulizia degli impianti elettrici, dovrebbe estendersi a tutte le parti dell'impianto elettrico: ci possono essere aree difficili da raggiungere dove si può depositare materiale (fig. 7.15.1) che oltre a contribuire all'ossidazione delle parti metalliche, può compromettere, come si può vedere nelle seguenti figure, anche la dissipazione termica dei cavi elettrici.

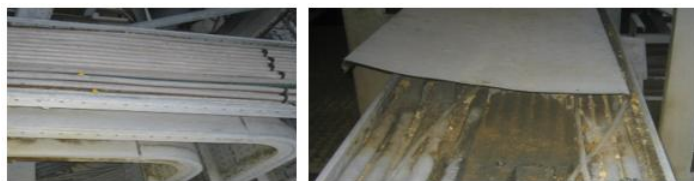


Fig. 7.15.1

La pulizia, pur essendo in apparenza l'attività più semplice, richiede una preventiva valutazione del rischio che tenga conto non solo della tipologia di impianto, ma anche del livello di competenza del personale impiegato. In funzione della complessità dell'impianto, del componente e delle condizioni operative, l'operatore deve essere adeguatamente formato e istruito, dotato di attrezzature specifiche per il tipo di intervento da eseguire e vincolato al rispetto di procedure, istruzioni operative e divieti stabiliti per il livello di rischio assegnato.

Questa attività può essere eseguita, in funzione della complessità dell'impianto, da una delle seguenti figure:

- *personale addestrato (livello 1);*
- *personale tecnico qualificato utilizzando procedure dettagliate (livello 2/3);*
- *personale tecnico specializzato utilizzando procedure dettagliate (livello 4).*

7.16. Componenti

In funzione della complessità dell'impianto elettrico realizzato, negli impianti di minore estensione o con architettura semplice è generalmente sufficiente attenersi alle istruzioni operative e di manutenzione fornite dai costruttori, come previsto dalle prescrizioni delle varie Norme CEI relative all'esercizio e alla manutenzione degli impianti elettrici. Tuttavia, alcune attività, in particolare quelle che comportano interventi su componenti critici, regolazioni interne, verifiche metrologiche, sostituzioni di parti soggette a taratura o operazioni che possono alterare le caratteristiche di sicurezza del dispositivo, richiedono necessariamente l'intervento di personale tecnico specializzato. In specifici casi, tali operazioni possono essere eseguite esclusivamente solo da tecnici autorizzati dal costruttore, dotati di attrezzature dedicate, procedure specifiche e idonea qualifica.

Per esempio, i **condensatori di rifasamento** sono componenti particolarmente sensibili alle variazioni della tensione di alimentazione. Le norme di prodotto stabiliscono limiti precisi di funzionamento in presenza di sovratensioni: per incrementi compresi tra il 10% e il 15% è consentito un funzionamento massimo di 12 ore nell'arco di 24 ore; per sovratensioni superiori al 15% e fino al 20% il tempo ammesso si riduce a 30 minuti ogni 24 ore; oltre il 30%, il funzionamento non deve superare 1 minuto (vedi Norma CEI EN 61831-1 per i condensatori di rifasamento in BT e Norma CEI EN 61871-1 per i condensatori di rifasamento in MT). Oltre ai limiti di tensione, è fondamentale che la temperatura di esercizio dei condensatori non superi mai il valore massimo indicato dal costruttore, poiché l'eccesso termico accelera i fenomeni di invecchiamento dielettrico e può ridurre drasticamente la vita utile del componente. In questo contesto, l'impiego di un sistema di supervisione in grado di registrare in continuo le variazioni della tensione di alimentazione, i livelli di distorsione armonica della corrente assorbita dai condensatori e la temperatura ambiente rappresenta un supporto essenziale e per la manutenzione preventiva e per l'individuazione precoce di condizioni di stress elettrico o termico, in alternativa, per la verifica sui condensatori di rifasamento è necessario il coinvolgimento di un tecnico particolarmente esperto.

Per i **trasformatori di misura**, la verifica sul suo stato di conservazione può risultare estremamente complesso, per i trasformatori amperometrici di tipo induttivo, per esempio si esegue:

- *la misura della resistenza degli avvolgimenti secondari;*

- la misura della resistenza di isolamento primario-secondario e secondario-terra;
- la verifica della continuità del circuito secondario;
- il controllo della polarità;
- la misura della corrente di eccitazione (magnetizzazione) per confrontarla con i valori di targa.

Per i trasformatori di tensione si esegue, per esempio:

- la misura della resistenza di isolamento;
- misura della capacità e tg δ (fattore di dissipazione) per TV capacitivi o isolati in resina;
- verifica del rapporto di trasformazione;
- controllo della polarità e della sequenza delle fasi;
- verifica della continuità del circuito secondario.

Alcune di queste misure possono risultare non eseguibili direttamente in campo, sia per limiti strumentali sia per la necessità di prove invasive non compatibili con l'impianto in esercizio. Alcuni costruttori prevedono procedure alternative, basate su sistemi di monitoraggio continuo di specifici parametri mediante sensori dedicati in grado di registrare e analizzare le condizioni di esercizio e consentire di individuare tempestivamente eventuali anomalie, segnalando la necessità di programmare la sostituzione del componente con uno nuovo, riducendo il rischio di guasti improvvisi.

Per i **trasformatori di potenza MT/BT** le attività di verifica e manutenzione sono condizionate dal tipo di tecnologia adottata. I trasformatori sigillati in olio sintetico offrono una combinazione superiore di prestazioni elettriche (minori perdite, elevata efficienza energetica), sicurezza ambientale e ridotta manutenzione rispetto ai tradizionali trasformatori a olio minerale o a secco.

Per i trasformatori in resina è richiesta una manutenzione relativamente ridotta, con attività che riguardano soprattutto:

- controlli ambientali per valutare la presenza di umidità eccessiva, atmosfera corrosiva, la presenza di polvere conduttiva e l'eventuale presenza di insetti o piccoli animali;
- controlli visivi per verificare l'assenza sugli avvolgimenti inglobati in resina di microfessurazioni, alterazioni della colorazione dei materiali, la presenza di eventuali tracce riconducibili a scariche parziali o altro tipo di scarica;
- i controlli visivi sul nucleo magnetico per l'individuazione delle alterazioni della colorazione dei lamierini e l'individuazione delle tracce conseguenti a frequenti surriscaldamenti, dovuti per esempio alle correnti armoniche;
- i controlli visivi per rilevare eventuali ossidazioni o controlli meccanici per rilevare eventuali allentamenti sulla bulloneria delle connessioni MT e BT, sugli staffaggi e altri supporti meccanici;
- ove possibile, il rilievo termografico per rilevare eventuali anomalie termiche sugli avvolgimenti in resina durante il funzionamento a pieno carico;
- le misure di rumore, un eventuale incremento della rumorosità non deve essere sottovalutato e richiede ulteriori misure per stabilire se si tratta di un problema meccanico o al passaggio di correnti fortemente distorte conseguenti, per esempio, alla presenza di nuovi carichi (vedi l'esempio riportato nel capitolo 7.2);
- l'efficienza delle sonde termiche per la misura delle temperature di funzionamento del trasformatore e della centralina termometrica;
- la verifica delle impostazioni e il funzionamento corretto delle barre di ventilazione forzata;
- la verifica delle impostazioni sui relè diretti o indiretti delle protezioni MT e BT contro il cortocircuito, il sovraccarico e i guasti a terra, in accordo con quanto stabilito a progetto e nello studio di coordinamento protezioni;
- l'analisi della lista allarmi ed interventi, degli eventuali oscillogrammi registrati dai relè di protezione per valutare il livello di stress operativo a cui è stato soggetto il trasformatore MT/BT nell'intervallo tra una verifica/manutenzione e la successiva.



Fig. 7.16.1 – esempio di scarica in prossimità del terminale di un trasformatore in resina

Per i **trasformatori in olio**, a differenza dei trasformatori in resina, è necessario verificare anche l'assenza di perdite del fluido isolante ed eseguire le analisi chimico-fisiche dell'olio. Tali analisi consentono di valutare il grado di invecchiamento e il degrado delle caratteristiche dielettriche dell'olio impregnate, oltre a rilevare l'eventuale presenza di fanghi o contaminanti.

La sostituzione del silicagel e la verifica del livello dell'olio possono essere effettuate da un tecnico qualificato. Le prove strumentali e le misure elettriche, invece, richiedono l'intervento di un tecnico specializzato di livello 5, in quanto sono richieste competenze avanzate e dell'utilizzo di strumentazione specifica.

Per i trasformatori di potenza, le tradizionali verifiche periodiche potrebbero non essere più sufficienti. Come evidenziato nell'esempio del capitolo 7.2, la sostituzione di carichi convenzionali con apparecchiature ad alta efficienza energetica, per esempio, collegate tramite semplici prese industriali, può far ritenere che l'impianto elettrico non sia stato modificato. In realtà, se questi nuovi carichi introducono ulteriori o differenti distorsioni armoniche, il comportamento del trasformatore può cambiare in modo significativo.

È noto che le perdite nel ferro variano con il quadrato della frequenza. A parità di THDi%, se un trasformatore è attraversato da una componente armonica di 10 A a 100 Hz, la stessa corrente a 200 Hz determina un incremento delle perdite e, di conseguenza, una temperatura di esercizio del nucleo più elevata.

Per questo motivo, le misure elettriche eseguite periodicamente, nelle medesime condizioni di esercizio e con la stessa percentuale di carico, assumono un ruolo fondamentale per valutare correttamente lo stato del trasformatore e l'evoluzione del suo comportamento nel tempo.

Un tecnico specializzato di livello 5, nello svolgere la sua attività di verifica, potrebbe aver la necessità di interagire con altre figure in possesso di competenze specifiche per la valutazione di un eventuale ulteriore declassamento del trasformatore di potenza soggetto alla verifica.

A titolo indicativo, per la **valutazione del declassamento della potenza S_r del trasformatore**, ricordando anche quanto stabilito per la definizione della classe ambientale elettromagnetica (vedi CEI 0-21, CEI 0-16, CEI EN 61000-2-4, CEI EN 50160, IEC/TR 61000-3-6, IEC/TR 61000-3-7, IEC 61000-3-13, IEEE 519, ecc.), si può eseguire una valutazione in funzione della percentuale di potenza dei carichi non lineari rispetto la potenza nominale del trasformatore stesso, come da seguente grafico:

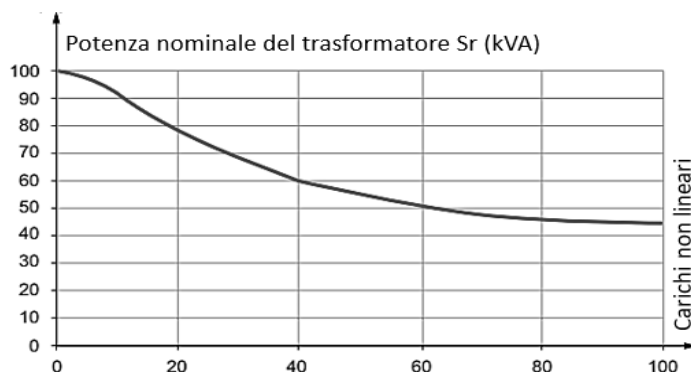


Fig. 7.16.2 – esempio di declassamento di un trasformatore MT/BT in funzione della percentuale di carichi non lineari

Nota: il grafico rappresenta il limite indicativo della percentuale di carichi non lineari che un trasformatore di potenza S_r , collegato alla rete del DSO, può alimentare correttamente in condizioni di assenza di fenomeni di risonanza. Lo stesso trasformatore, se alimentato da un gruppo elettrogeno o da un cogeneratore funzionante in isola, ammette una quota di carichi non lineari sensibilmente inferiore. Qualora tali proporzioni non fossero rispettate oppure, durante le verifiche di manutenzione, i valori di THDv misurati tramite strumenti fissi o portatili risultassero significativamente diversi rispetto alle misure precedenti, è opportuno rivolgersi a un progettista. Sarà infatti necessario eseguire un'analisi armonica e una verifica strumentale per valutare correttamente le condizioni di esercizio del trasformatore e l'eventuale presenza di criticità.

Per gli **interruttori e contattori**, oltre ai controlli visivi sono molto importanti altre verifiche eseguite con attrezzature specifiche. Gli interruttori comandati da relè di protezione o altri dispositivi di comando esterni, devono completare la manovra di apertura nei tempi stabiliti e dichiarati dai costruttori, in genere per gli interruttori in media tensione, con tempi inferiori ai 70 ms.

Il numero di manovre che un interruttore può eseguire dipende anche dal valore della corrente interrotta, per esempio, come indicato nel seguente grafico:

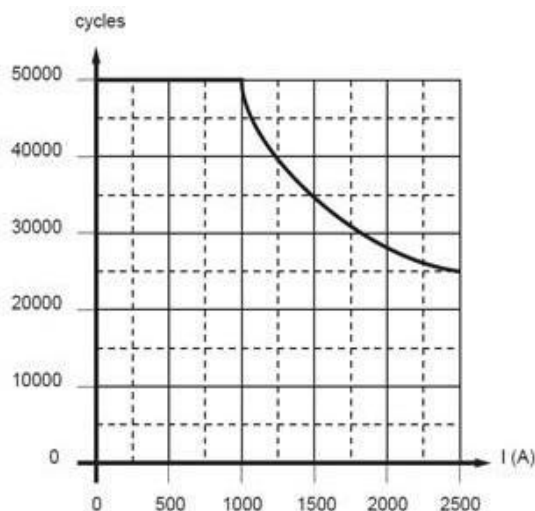


Fig. 7.16.3 – esempio di riduzione del numero di manovre in funzione del valore della corrente interrotte

Per esempio, un interruttore con le caratteristiche riportate in fig. 7.16.3 è in grado di effettuare 50 000 interruzioni alla corrente di 1000 A. Se lo stesso interruttore viene utilizzato per interrompere correnti più elevate, il numero di manovre ammissibili si riduce: a 2500 A, ad esempio, sono consentite 25 000 interruzioni. Queste informazioni sono utili per valutare correttamente il grado di sollecitazione dell'apparecchiatura e contribuire a ridurre il rischio di guasti imprevisti.

Premesso che non sempre è semplice recuperare il numero di manovre dalla memoria del relè di protezione associato all'interruttore e che l'operazione può risultare ancor più complessa nel caso degli interruttori di bassa tensione, l'impiego di sistemi di monitoraggio e controllo dotati di registrazione eventi e storicizzazione dei parametri elettrici rappresenta un'opportunità estremamente utile. Questi sistemi, infatti, consentono di raccogliere in modo continuo e affidabile tutte le informazioni necessari e per valutare lo stress operativo ed ambientale dell'apparecchiatura, integrando e completando le prove previste dai costruttori e riportate nei relativi manuali di istruzione, uso e manutenzione.

Per i **relè di protezione**, le verifiche e le prove funzionali possono risultare particolarmente complesse e richiedere sempre l'intervento di un tecnico specializzato di livello 5, dotato della strumentazione adeguata. Ciò vale, ad esempio, per le verifiche dell'interruttore generale (PG) eseguite in conformità alla Norma CEI 0-16, che prevedono procedure e test avanzati non eseguibili da personale non sufficientemente qualificato.

Le verifiche e le prove necessarie per accertare il corretto funzionamento dei dispositivi di protezione devono essere eseguite nel pieno rispetto di quanto indicato nei manuali di istruzione, uso e manutenzione forniti dai costruttori. In media tensione, oltre alle prove effettuate mediante cassetta prova-relè, è fondamentale verificare anche lo stato di installazione dei trasformatori di misura dedicati al rilevamento delle correnti di guasto a terra, sia per le soglie direzionali sia per quelle non direzionali. Nel caso specifico delle protezioni direzionali 67N.NI e 67N.NC, così come delle soglie di massima corrente direzionali 67 (codici ANSI), è necessario prestare particolare attenzione ai cablaggi e, soprattutto, al corretto orientamento dei trasformatori toroidali installati sui cavi di media tensione. Un'errata disposizione o un'inversione dei sensi di misura può compromettere il funzionamento della protezione e generare interventi intempestivi o mancati interventi.



Fig. 7.16.4 – installazione dei trasformatori toroidali

Il corretto posizionamento dei trasformatori toroidali, pur essendo verificato durante le prove iniziali previste dalle Norme CEI prima della messa in servizio dell’impianto, può essere compromesso nel tempo da diversi fattori. Ad esempio, la rottura di una fascetta può provocare lo spostamento fisico di un cavo o del trasformatore toroidale stesso; un cavo potrebbe essere fatto transitare erroneamente in prossimità del trasformatore toroidale, inducendo disturbi e generando errori di misura. Durante le ispezioni è fondamentale verificare con attenzione lo stato di installazione dei trasformatori toroidali. Nel caso di una **prima verifica**, il controllo deve essere ancora più accurato, poiché potrebbero emergere situazioni analoghe a quelle illustrate in fig. 7.16.4: configurazioni non corrette che devono essere evitate e che possono compromettere il funzionamento delle protezioni direzionali e non direzionali.

Nota: la sostituzione di un dispositivo di protezione, sia nell’ambito della manutenzione ordinaria (ad esempio la sostituzione di un relè o di un TA/TV con modello identico) sia nell’ambito della manutenzione straordinaria (come la sostituzione di un relè elettromeccanico con un relè elettronico in grado di replicarne il comportamento senza modifiche impiantistiche), richiede sempre una verifica del corretto funzionamento secondo quanto previsto nel progetto esecutivo originale. In caso di dubbi o qualora si riscontrino comportamenti difformi rispetto alle condizioni previste, è necessario richiedere una valutazione tecnica da parte della figura professionale competente, in conformità alla legislazione locale vigente.

In **bassa tensione**, le operazioni di verifica per gli interruttori e relè di protezione sono in genere più semplici: come già indicato nel capitolo 7.10, il punto di partenza sono gli schemi elettrici. Gli interruttori modulari non devono avere caratteristiche diverse da quelle indicate nella documentazione di progetto: se i carichi alimentati mediante prese a spina, da carichi tradizionali sono diventati carichi elettronici, potrebbe essere necessario sostituire i differenziali di tipo AC con differenziali di altro tipo (per esempio, di tipo A, F o B sulla base di valutazioni fatte da un tecnico competente ed abilitato per redigere tali modifiche).

In conclusione, per ogni componente dell’impianto è opportuno predisporre una scheda dedicata alle verifiche e agli interventi di manutenzione necessari. A titolo di riferimento, possono essere utilizzate le schede proposte (e costantemente aggiornate) dal Comitato Elettrotecnico Italiano e dai vari costruttori. A queste è possibile aggiungere ulteriori controlli che il progettista dell’impianto elettrico ritiene opportuni, sulla base della propria esperienza e della specifica sensibilità tecnica.

Nota importante: una modifica delle soglie di protezione, oltre alla verifica degli aspetti di funzionalità e sicurezza contemplati principalmente dalla Norma CEI 64-8, richiede una nuova valutazione del rischio per la definizione dei dispositivi di protezione individuale che il tecnico manutentore deve utilizzare (vedi Norma CEI 11.27 e rapporto tecnico CEI 78-25).

8. Verifiche strumentali

Per effettuare le verifiche richieste dalle norme CEI e UNI è necessario disporre di adeguata strumentazione. Si ricorda che il costruttore e il distributore della strumentazione devono essere in grado di garantire le procedure di calibrazione con riferimento a strumenti primari certificati e devono essere in grado di fornire e garantire nel tempo il servizio di assistenza per interventi di controllo, riparazione e calibrazione. Non risultano scadenze o periodicità per la validità della calibrazione degli strumenti di misura. Per valutare la necessità di ricalibrazione ci si può riferire alle indicazioni del costruttore o, in alternativa, all’affidabilità che si vuole ottenere, all’uso e livello di usura dello strumento, alla sua delicatezza, precisione, ecc.

Gli strumenti di misura comunemente utilizzati per i controlli manutentivi sono qui descritti brevemente.

Multimetri - Un multimetro è uno strumento di misura che integra in un’unica unità le funzioni più comuni per l’analisi e la ricerca guasti su un impianto elettrico. Nel settore dell’impiantistica elettrica è anche conosciuto col termine semplicitico di “tester”. Le funzionalità più comuni generalmente implementate sono:

- misura della resistenza elettrica;
- misura delle tensioni continua ed alternata (generalmente fino a 690 V);
- misura delle correnti continua ed alternata (generalmente fino a 10 A);

- verifica della continuità elettrica con eventuale segnale acustico;
- verifica del funzionamento dei diodi.

ma altre funzioni possono essere disponibili per strumenti di questo genere, in ragione della qualità e del costo degli stessi.

Un altro parametro che determina la qualità di un multimetro è la sua impedenza in ingresso, ovvero quanto il multimetro va ad influenzare o è influenzato dal circuito in esame. Un multimetro per uso elettronico deve presentare una resistenza di ingresso elevata (almeno 20 k Ω /V) considerata la piccola entità dei segnali in gioco e l'alta impedenza dei circuiti in esame. Un multimetro per uso impiantistico elettrico è invece preferibile se presenta una bassa impedenza di ingresso in modo da rendere meno probabili false misure dovute a tensioni indotte nei circuiti elettrici da campi magnetici presenti nell'ambiente.

Misuratori della resistenza di terra – I misuratori della resistenza di terra utilizzati per impianti di piccola e media estensione (indicativamente inferiori a 20.000 m²) impiegano il metodo volt-amperometrico. Lo strumento genera una corrente di prova che circola tra la sonda ausiliaria di corrente e l'impianto di terra da verificare. Contemporaneamente misura la tensione tra l'impianto di terra e una seconda sonda ausiliaria dedicata alla misura della tensione e, lo strumento restituisce il valore in ohm ottenuto dal rapporto tra la tensione letta e il valore della corrente di prova.

Per la scelta dello strumento e del metodo di misura è necessario eseguire una valutazione dell'intensità dei disturbi di tensione in funzione della possibile presenza di fonti di disturbo che possono manifestarsi durante la misura. Questi disturbi, che possono variare nel tempo durante una misura e/o tra due misure successive, possono alterare il risultato della misura di terra, per questa ragione, in funzione del contesto impiantistico, è necessario tenere in considerazione quanto indicato nelle norme e guide CEI di riferimento, aggiornate in accordo con la relativa norma di riferimento (nel caso degli impianti di terra alimentati in media/alta tensione, in particolare, la Norma CEI EN 50522 e guida CEI 99-5, per gli impianti di terra di impianti alimentati in bassa tensione in accordo con la Norma CEI 0-21, in particolare, la Norma CEI 64-8 e Guida CEI 64-14).

Per gli impianti di grande estensione, si deve usare il metodo di iniezione con una corrente di valore elevato (>50 A). Il metodo con iniezione di corrente elevato può essere utilizzato anche per impianti di media tensione con correnti di prova superiori ai 5 A.

La forma della corrente di prova iniettata nel terreno dallo strumento per fare la misura della resistenza di terra deve essere tale da non subire le interferenze delle correnti disperse a terra dai vari dispositivi presenti nell'impianto (SPD, filtri EMC, filtri TC, ecc.) e dalla circolazione di correnti indotte, correnti di circolazione dovute alla messa a terra del centro stella dei trasformatori, agli impianti di protezione catodica, di impianti che utilizzano il terreno come conduttore di ritorno, ecc.

Misuratori dell'impedenza dell'anello di guasto BT - Per anello di guasto si intende il circuito che viene percorso da corrente in caso di cedimento di isolamento verso massa di una fase dell'impianto elettrico. Misurando l'impedenza di un circuito è possibile determinare la corrente che si verifica in caso di guasto franco a terra e determinare il tempo di intervento delle protezioni. Se la componente resistiva del circuito in prova è predominante rispetto a quella reattiva è sufficiente che lo strumento rilevi la resistenza. I misuratori di impedenza dell'anello di guasto possono inoltre essere utilizzati per determinare le correnti di cortocircuito in un punto dell'impianto (trifase, bifase e fase-neutro).

Misuratori di isolamento in BT – I misuratori di isolamento sono strumenti impiegati per verificare se un componente elettrico è ancora in grado di sopportare una determinata tensione di prova (come prescritto dalle Norme e Guide CEI e dai costruttori). È fondamentale rispettare rigorosamente i valori e le modalità di prova indicati, per evitare sollecitazioni eccessive ai materiali dielettrici che potrebbero degradarsi a ogni misurazione.

Le tensioni di prova tipiche sono definite dalla norma CEI 64-8 e variano in funzione della tensione nominale dell'impianto elettrico (si veda il Capitolo 7.11). Il misuratore di isolamento fornisce il valore della resistenza di isolamento, calcolata come rapporto tra la tensione di prova applicata e la corrente che circola durante il test.

Nota: l'uso dei comuni multimetri non consente una valutazione corretta del valore della resistenza di isolamento, poiché impiegano tensioni di prova troppo basse.

Misuratori di continuità elettrica – I misuratori di continuità elettrica sono utilizzati per verificare l'integrità dei collegamenti equipotenziali e dei conduttori di protezione. In sostanza permettono di accertare che tutte le masse dell'impianto elettrico siano correttamente ed efficacemente collegate al sistema di terra. Gli strumenti più semplici, normalmente, sono in grado di fornire una corrente di prova di circa 0,2 A con una tensione a vuoto compresa tra 4 e 24 V.

Quando è necessario misurare la resistenza di un collegamento utilizzando strumenti in grado di erogare una corrente di prova non inferiore a 10 A, questi devono essere dotati di quattro morsetti: due dedicati alla misura della corrente e due alla misura della

tensione. Tale configurazione consente di escludere dalla misura la resistenza dei cavi di collegamento, garantendo una determinazione più accurata della reale resistenza del circuito.

Strumenti per la prova dei dispositivi a corrente differenziale in BT - Questi strumenti, spesso integrati in strumenti multifunzione in grado di effettuare anche le operazioni descritte nei punti precedenti, verificano il corretto funzionamento degli interruttori differenziali generando una corrente di dispersione verso terra e misurando il tempo in cui avviene l'intervento dell'interruttore differenziale sottoposto a prova.

Gli strumenti prova differenziali sono dotati di un carico variabile che viene collegato fra un conduttore di fase e quello di protezione generando così una corrente di dispersione verso terra. Regolando il valore del carico è possibile quindi determinare la corrente di dispersione verso terra che causerà l'intervento dell'interruttore differenziale. Le correnti di prova variano generalmente da 5 mA a 1 A, mentre i tempi di intervento sono rilevati con risoluzione 1 ms.

Al fine di garantire una corretta verifica del tempo di intervento è importante che sullo strumento sia presente una funzione che permetta di invertire la semi-onda di inizio della corrente di prova da positiva a negativa.

Qualora sia necessario testare differenziali di tipo A (idonei anche per correnti differenziali di tipo pulsante unidirezionale) oppure differenziali di tipo B (idonei anche per correnti differenziali di tipo continuo) è necessario che gli strumenti utilizzati siano in grado di erogare correnti di prova di tipo pulsante unidirezionale e/o continuo.

Luxmetri - Il luxmetro è lo strumento utilizzato per misurare l'illuminamento. La rilevazione avviene tramite un sensore fotoelettrico che, quando investito dal flusso luminoso, genera una corrente elettrica proporzionale all'intensità della radiazione incidente. Lo strumento amplifica ed elabora tale segnale elettrico, restituendo così il valore dell'illuminamento misurato.

In base alla loro precisione, i luxmetri sono classificati in tre classi:

- **Classe A** – limite di errore del 5% – indicati per misure di elevata precisione;
- **Classe B** – limite di errore del 10% – adatti per misure su impianti in esercizio;
- **Classe C** – limite di errore del 20% – utilizzabili esclusivamente per verifiche orientative.

Le misure effettuate con questi strumenti, purché opportunamente tarati per garantirne l'affidabilità del risultato ottenuto, consentono di verificare vari parametri illuminotecnici richiesti dalle normative di riferimento e dal progetto esecutivo. Tra le verifiche più comuni rientrano il controllo dei livelli di illuminamento nei diversi ambienti di lavoro, la rispondenza ai valori previsti lungo le vie di esodo ed in prossimità delle uscite di emergenza, oltre alla valutazione dell'uniformità dell'illuminamento sul piano del compito visivo e nelle aree circostanti. Il rapporto di misura deve riportare in modo chiaro la localizzazione dei punti di rilevazione, i valori acquisiti e le principali caratteristiche tecniche del luxmetro impiegato. Nel documento, oltre ai dati misurati e alla descrizione della metodologia utilizzata, devono essere evidenziate sia le conformità sia le eventuali difformità rispetto ai requisiti previsti.

Altri strumenti di misura – esistono numerosi altri strumenti di misura che servono per la verifica dello stato di conservazione dei vari componenti e per le necessarie valutazioni sul modo in cui sta funzionando un impianto elettrico. In base alla complessità dell'impianto elettrico, del grado di affidabilità richiesto e del suo impatto ambientale in caso di guasto, sono disponibili tanti altri strumenti di misura utili, per esempio, al rilievo della presenza di eventuali scariche parziali, sovratensioni di manovra pericolose, la presenza di eventuali disturbi condotti ed irradiati ed altri fenomeni potenzialmente pericolosi.

9. Conclusioni

In questo documento, nell'ambito delle attività di verifica, controllo e manutenzione, gli argomenti affrontati, come anticipato nel capitolo 2, hanno l'obiettivo di stimolare un approfondimento su diversi aspetti tecnici, presentando alcuni esempi che non intendono e non possono rappresentare l'intera gamma delle situazioni riscontrabili nelle verifiche e nei controlli finalizzati alla manutenzione.

La predisposizione di un piano di manutenzione efficace richiede infatti competenze tecniche articolate, spesso distribuite tra più figure specialistiche. In funzione della complessità dell'impianto, può essere necessario il coinvolgimento coordinato di più professionisti all'interno di un unico gruppo di lavoro, così da garantire una valutazione completa e una pianificazione manutentiva realmente adeguata alle esigenze dell'impianto.

