



Diagnostica completa
dello stato tecnico dei trasformatori

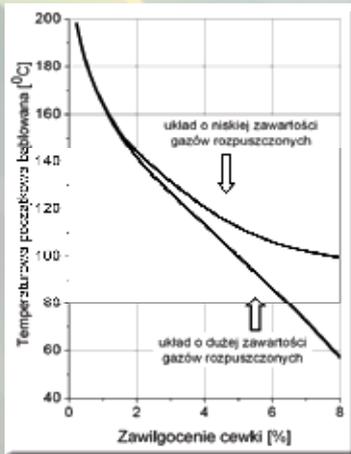
1

EFFETTO BOLLE

Un sistema isolante con un elevato livello di umidità potrebbe causare il manifestarsi dell'effetto bolle. Viene così definita la liberazione violenta dell'umidità sotto forma di vapore acqueo, contenuta all'interno dell'isolamento solido.

Il manifestarsi delle bolle di gas all'interno del trasformatore rappresenta un pericolo diretto per l'unità, che potrebbe essere danneggiata o distrutta a causa dell'aumento della pressione con conseguente perdita di tenuta stagna del serbatoio; inoltre, durante i picchi di tensione, esse generano una diminuzione della resistenza dielettrica del sistema.

Con un tenore di umidità superiore al 3% l'effetto bolle si manifesta a valori della temperatura così basse, che è necessario limitare il range delle temperature ammissibili di lavoro del trasformatore, per cui l'unità perde la capacità di lavoro a pieno carico e anche brevi sovraccarichi possono causare un'avaria.



Rapporto tra la temperatura d'inizio dell'effetto bolle e il tenore di umidità.



Introduzione

Sono le condizioni tecniche del sistema isolante, in particolare quello solido a base di cellulosa, a determinare la vita di un trasformatore. Viene spesso ripetuto che la vita di un trasformatore coincide con la durata della carta di cui è costituito il suo isolamento.

Il processo della degradazione dell'isolamento in cellulosa abbassa i suoi parametri meccanici e causa la perdita dell'elasticità. Di conseguenza diminuisce la tensione iniziale dell'avvolgimento che determina la sua resistenza meccanica e la resistenza alle correnti dinamiche di cortocircuito.

Nei trasformatori in cui l'isolamento di carta invecchia da molto tempo può essere pericolosa anche una piccola corrente di cortocircuito, mentre non lo è per un'unità nuova. Tale corrente può facilmente spostare o deformare gli avvolgimenti e ridurre gli spazi tra loro che sono riempiti di olio. In più può deteriorare l'isolamento di carta ed abbassare ancora la resistenza dielettrica dell'avvolgimento. Un altro fenomeno di sovratensione atmosferica o quella di rete può mandare un impulso elettrico attraverso l'isolamento deteriorato e causare l'avaria di un trasformatore funzionante.

La capacità di resistenza del trasformatore ad un corto circuito, non è l'unico pericolo per le unità invecchiate. Un possibile aumento del tenore di umidità, genera delle limitazioni nel caricamento del trasformatore ed aumenta il rischio di avarie causate dall'effetto bolle (vedi riquadro n.1).

Gli oli elettroisolanti nei vecchi trasformatori sono spesso molto degradati. I prodotti di degrado dell'olio insieme al vecchio isolamento in cellulosa creano una sospensione di particelle. Tale sospensione, depositandosi sotto forma di melma sugli avvolgimenti rende difficile la distribuzione del calore e, aumentando la temperatura, velocizza drasticamente i processi di degrado della cellulosa (vedi riquadro n.6). I problemi nella parte attiva del trasformatore, non sono gli unici. Durante l'utilizzo, gli accessori che invecchiano, in particolare gli isolatori passanti WN, causano spesso serie avarie che portano all'incendio dell'unità.

Per questo motivo è molto importante eseguire una diagnostica complessiva che permetta di valutare le condizioni tecniche dell'isolamento solido, il tenore di umidità, la presenza di sedimenti e di rilevare tempestivamente le deformazioni degli avvolgimenti, insieme ad un totale screening delle condizioni tecniche del trasformatore. La nostra azienda esegue una serie di rilievi diagnostici in base ai quali si ottiene una precisa valutazione delle condizioni tecniche attuali e dei potenziali pericoli riguardanti il trasformatore in esame, nonché l'elaborazione delle prescrizioni utili per un suo ulteriore impiego.

Energ-Complex offre una vasta gamma di servizi diagnostici basati su metodi di misurazione non invasivi che stimano con precisione il rischio connesso ad un ulteriore impiego e indicano per quanto tempo si potrà utilizzare l'unità.

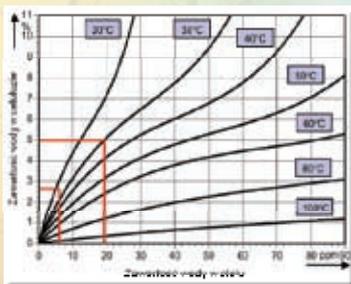
2

RAPPORTO TRA L'UMIDITÀ DELL'ISOLAMENTO SOLIDO ED IL TENORE DI ACQUA DISCIOLTA NELL'OLIO

La variazione della temperatura di lavoro di un'unità provoca una migrazione di acqua tra l'isolamento di carta e l'olio.

Le curve riportate nel grafico descrivono il tenore di acqua disciolta nell'olio, in funzione del grado di umidità della „carta” e della temperatura dell'olio.

In pratica, la valutazione del tenore di umidità dell'isolamento solido in base al tenore di acqua disciolta nell'olio, non fornisce risultati soddisfacenti. Per i valori caratteristici dei tenori di umidità e delle temperature di lavoro, anche piccole variazioni della misurazione del tenore di acqua nell'olio, generano notevoli differenze nella stima della percentuale del tenore di umidità della cellulosa.



Per un valore del tenore di umidità nell'olio da 8 a circa 20 ppm, il tenore di umidità nell'isolamento solido è compreso tra il 2,5% e il 5,5%. Questo range di variazione così ampio, rende necessario l'impiego di altri metodi per poter descrivere il tenore di umidità dell'isolamento solido.

Test sull'isolamento solido

Tra i principali fattori che determinano la dinamica del processo di degradazione dell'isolamento possiamo elencare, oltre alla temperatura di funzionamento, anche l'accumularsi dell'acqua nel cartone presspan e nella cellulosa. L'aumento dell'umidità accelera in modo significativo il processo d'invecchiamento dell'isolamento (depimerizzazione delle fibre di cellulosa) e di conseguenza ne riduce la durata.

Il processo di assorbimento dell'umidità che passa dall'atmosfera alla carta tramite l'olio dura ininterrottamente per molti anni e quindi un sistematico monitoraggio della quantità di acqua nell'isolamento di cellulosa è indispensabile.

Gli elementi solidi dell'isolamento contengono circa il 98% dell'umidità dell'intero sistema isolante cartolio e il tenore di umidità in esso presente determina il tenore di acqua nell'olio.

Per definire le prescrizioni che si riferiscono a un ulteriore utilizzo del trasformatore sottoposto a delle prove, nonché per poterne stimare la sua durata nel tempo, è estremamente importante stabilire correttamente la percentuale di acqua nella carta ed il suo grado d'invecchiamento.

I rilievi standard della tgδ definita per la frequenza di rete 50Hz non consentono di valutare in modo attendibile lo stato dell'isolamento solido. I comuni rilievi del tenore di acqua disciolta nell'olio possono essere utili per stabilire il contenuto di umidità nella carta ma richiedono che i campioni siano raccolti in un determinato modo. In più, le analisi effettuate secondo tali rilievi richiedono un'elevata esperienza e sono spesso viziati dall'errore causato dalla mancanza dello stato reale in cui viene mantenuto l'equilibrio tra il tenore di umidità nell'isolamento solido e nell'olio.

Pertanto si consiglia l'impiego di diversi metodi complementari di misurazione che utilizzano, tra l'altro i fenomeni di polarizzazione e l'analisi chimica dei campioni di olio. Tra le misurazioni effettuate ci sono i rilievi della tensione di ritorno RVM associati, cioè effettuati nello stesso ciclo di misurazione, all'analisi PDC (misura della corrente di polarizzazione e depolarizzazione, vedi riquadro n.5) e la spettroscopia dielettrica in frequenza FDS, ossia la misurazione delle caratteristiche del fattore di perdita dielettrica tgδ in un ampio range di frequenza. Queste misurazioni consentono di ottenere una precisa descrizione del tenore di umidità del sistema d'isolamento e di rilevare il deposito di materiale sugli avvolgimenti.

Gli esami dell'olio, oltre ai rilievi standard includono la misurazione del tenore dei composti del furano. Le analisi sono scelte singolarmente per ogni trasformatore in funzione delle condizioni tecniche specifiche, ad es. la storia del suo utilizzo o delle sue riparazioni.



3

STRUTTURA DELLE FIBRE DI CELLULOSA

Un'elevata resistenza meccanica dell'isolamento, durante la vita del trasformatore, è garantita dalla struttura a catena della cellulosa e dalla costante formazione di macromolecole con struttura lineare. Mantenendo il giusto livello di umidità, l'invecchiamento dell'isolamento è valutato non in base alla riduzione della resistenza elettrica ma di quella meccanica. Durante la vita del trasformatore la struttura delle macromolecole è distrutta prevalentemente a causa della temperatura di processo e del tenore di umidità:

Un aumento della temperatura di 6-8°C riduce la vita dell'isolamento di carta del 50%.

Vita dell'isolamento in cellulosa nell'ipotesi di tenore di umidità costante pari allo 0,5%

- per temperatura del punto caldo dell'avvolgimento pari a 80°C 500 anni,
- per temperatura 100°C circa 50 anni,
- per temperatura 120°C circa 6 anni,
- per temperatura 140°C circa 1 anno.

Ogni volta che il tenore di umidità si raddoppia, si riduce la durata dell'isolamento di carta del 50%.

Prendendo come riferimento il tenore di umidità nella carta pari allo 0,5%, il suo aumento fino al 1% riduce la durata due volte mentre l'aumento fino al 2% - quattro volte.

Il processo d'invecchiamento della cellulosa genera la rottura dei legami tra le macromolecole della cellulosa e il loro accorciamento, formando nuovi composti costituiti da molecole più piccole: acqua e ossidi di carbonio, idrogeno e idrocarburi C1 e C2 in misura minima, e composti di strutture complesse inclusi i composti del furano.

I composti del furano, in particolare l'aldeide del furano 2FAL il più diffuso, che si vedono tra i sottoprodotto dell'invecchiamento della cellulosa, sono prodotti specifici derivanti da questo processo.

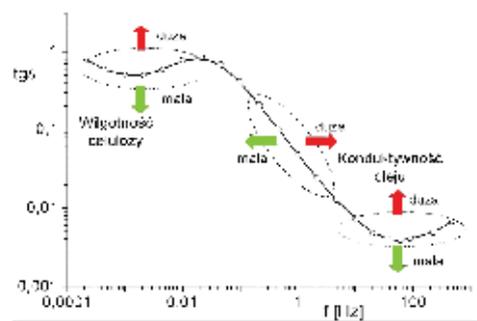
Definendo il loro contenuto nei campioni dell'olio elettroisolante, è possibile stimare il livello d'usura dell'isolamento di cellulosa che si manifesta tramite la diminuzione delle sue proprietà meccaniche (grado di polimerizzazione DP).

4

DEFINIZIONE DEL FATTORE DI PERDITA TGD

La tensione alternata portata al condensatore provoca il passaggio di corrente I_c che supera la tensione di 900. La corrente I_c aumenta quando aumenta la trasparenza dielettrica dell'oggetto (ϵ) e la frequenza della tensione f . Inoltre, attraverso il trasformatore passa una piccola corrente di perdita dielettrica I_r , che è in fase con la tensione. Il quoziente di queste due correnti è chiamato fattore di perdita dielettrica $tg\delta = I_r/I_c$.

La variazione ciclica della polarità della tensione provoca la rotazione delle molecole nel dielettrico che è connesso alla formazione delle perdite. Esse raggiungono il valore maggiore, per una determinata frequenza, legata al tempo di rilassamento delle molecole. Per valori superiori di questa frequenza, vista l'inerzia delle molecole, la loro rotazione diminuisce causando la riduzione delle perdite, della costante dielettrica ϵ e della capacità del sistema di isolamento. In caso di umidità nell'isolamento carta-olio, la frequenza con cui si manifestano le perdite maggiori dipende, tra l'altro, dal tenore di acqua contenuta nell'isolamento. Grazie a questi fenomeni, la definizione della funzione $tg\delta = f(f)$ e la sua analisi, forniscono i dati relativi alla condizione del gruppo di isolamento.



Analisi base delle caratteristiche $tg\delta = f(f)$

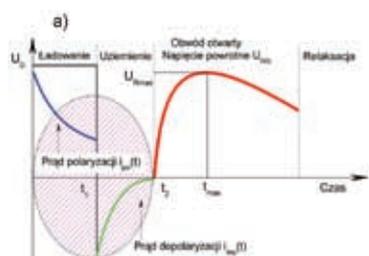
5

RILIEVI DELLA TENSIONE DI RITORNO RVM E CORRENTI DI POLARIZZAZIONE E DEPOLARIZZAZIONE

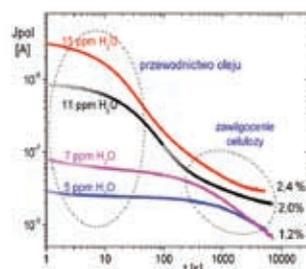
L'isolamento carta-olio è formato da uno strato di carta e un'intercapedine di olio caratterizzati da una diversa costante dielettrica ϵ e conduttività σ . La posizione della tensione iniziale sullo strato di carta e nell'intercapedine di olio dopo la connessione a una tensione costante, è descritta dal rapporto tra le costanti dielettriche ϵ_r dell'olio e della carta. La posizione finale, dopo il tempo t , dipende dal rapporto della conduttività e dei materiali.

Il carico in queste dielettriche è espresso sotto forma di tensione unipolare. Tale tensione di ritorno contiene alcune costanti temporali che corrispondono alla frequenza di rilassamento di ogni gruppo di molecole che fanno parte del processo di polarizzazione.

Lo strumento RVM-PDC prima carica l'isolamento in esame con la corrente continua per il tempo T_c e dopo chiude i morsetti e scarica l'isolamento per il tempo $t_c/2$. Dopo aver riaperto i morsetti appare la tensione di ritorno che aumentando passa attraverso il picco U_m e poi decresce. Il grafico $U_m=f(t_c)$, in un ampio range di valori t_c , può essere interpretato come l'indice del contenuto di acqua nell'olio o della stima di degrado della cellulosa. In generale, la procedura di misurazione col metodo associato RVM-PDC non è diversa da una misurazione standard delle tensioni di ritorno; differisce da questa essendo integrata da una precisa registrazione delle caratteristiche della corrente di polarizzazione e depolarizzazione che sono valutate durante il ciclo di misurazione (carico e scarico). L'analisi delle caratteristiche registrate consente di definire la conduttività della cellulosa ϵ , con l'uso delle formule, il conteggio del tenore di umidità dell'isolamento solido. L'impiego di due metodi di misurazione basati sulle diverse proprietà fisiche del sistema di isolamento, consente di evitare errori di misurazione e di valutare l'isolamento nel tempo minimo necessario per l'esecuzione delle misurazioni.



Procedura di misurazione RVM-PDC



Analisi delle caratteristiche della corrente di polarizzazione. Definizione della conduttività della cellulosa e dei parametri del rilassamento. Esempi di trasformatori con tenore di umidità da 1,2 a 2,4 %.



Misuratore RVM-PDC



Depositi sugli avvolgimenti del trasformatore

6



DEPOSITI

Lo sporco che si crea nei processi di ossidazione dell'olio e di decomposizione della cellulosa durante un utilizzo prolungato del trasformatore, genera una sospensione colloidale nell'olio elettroisolante. Dopo il superamento di un determinato livello di concentrazione, lo sporco sedimenta sugli elementi della parte attiva del trasformatore.

Come risultato, sulla superficie degli avvolgimenti si crea uno strato di sporco che a causa di fenomeni chimici e dielettrici (abbassamento del valore della resistenza dell'isolamento) provoca soprattutto l'abbassamento del raffreddamento della parte attiva. La riduzione del diametro dei canali dell'olio all'interno degli avvolgimenti e la creazione dello strato di sporco sulla superficie, provocano l'aumento della temperatura all'interno degli avvolgimenti. Un caratteristico "quadro clinico" di questa situazione è rappresentato dai surriscaldamenti di vaste aree durante le misurazioni DGA, che aumentano nonostante il valore costante del carico e la bassa temperatura dell'olio rilevata dai termometri. Questa situazione porta a un veloce degrado termico della cellulosa.

Parte attiva del trasformatore 16 MVA durante la revisione.

Le misurazioni hanno evidenziato la creazione di una sedimentazione; dopo un anno di utilizzo l'unità è stata destinata alla riparazione.

Le revisioni interne hanno mostrato un totale degrado dell'isolamento di cellulosa.

Ricerca e valutazione delle deformazioni meccaniche degli avvolgimenti

Una tempestiva localizzazione delle deformazioni degli avvolgimenti aiuta a prevenire avarie gravi; facilita anche la razionale programmazione degli interventi di riparazione delle unità in uso e di conseguenza permette di ottimizzare i costi del loro utilizzo.

La misurazione dell'induttanza di dispersione alla frequenza di rete, in uso da molti anni, non consente la rilevazione dei trasferimenti locali degli avvolgimenti poiché questo metodo non è abbastanza sensibile. Lo consente invece il metodo basato sulla funzione di trasferimento dell'avvolgimento in un ampio range di frequenza (metodo SFRA).

Considerando l'avvolgimento di un trasformatore come se fosse una rete di elementi RLC è ovvio che ogni avvolgimento è caratterizzato da una propria risposta di frequenza. È questa l'identificazione univoca („impronta digitale“) di un avvolgimento, determinata dalla sua struttura geometrica e dalla dislocazione. Un trasferimento qualsiasi oppure una deformazione dell'avvolgimento che provoca la modifica della capacità e dell'induttanza di dispersione, genera il cambiamento di questa risposta. Il metodo di ottenimento della funzione di trasferimento è basato sulla registrazione dei valori, che sono la risposta dell'avvolgimento al segnale di tensione sinusoidale inserito in un dato range di frequenza. Questo tipo di rilievi è chiamato "rilievi SFRA".

La valutazione degli isolamenti soltanto con l'uso dei metodi SFRA consente di rilevare le deformazioni ma non rileva lo scioglimento e lo stiramento degli avvolgimenti, se il fenomeno non è legato al cambiamento delle geometrie. La correlazione della misurazione SFRA con l'esame vibro-acustico fornisce il quadro preciso delle condizioni meccaniche della parte attiva del trasformatore in esame.

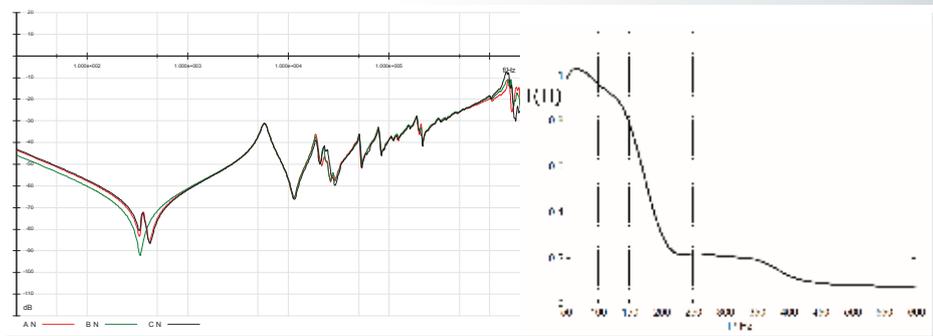
Le ricerche scientifiche condotte hanno evidenziato una correlazione tra lo spettro vibro-acustico registrato con l'impiego di accelerometri fissati sul serbatoio del trasformatore e la condizione meccanica della parte attiva, soprattutto degli schiacciamenti dell'avvolgimento.

Gli intervalli di tempo registrati consentono di definire dei descrittori che rappresentano "l'impronta digitale" del trasformatore in esame, come le caratteristiche SFRA.

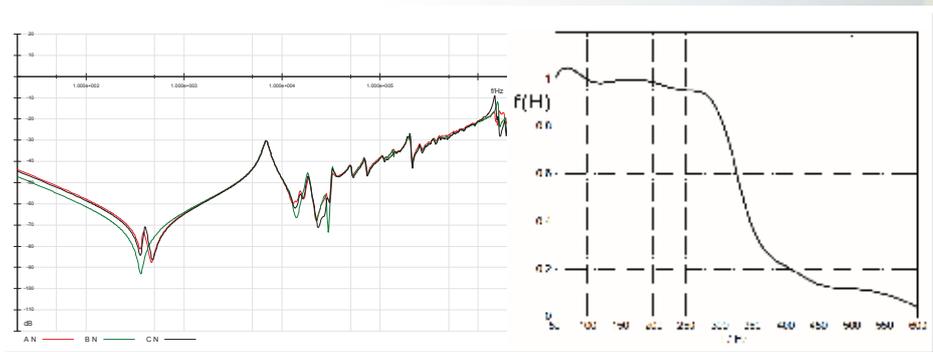
La correlazione dei risultati delle prove vibro-acustiche con il risultato della prova SFRA consente di eseguire una valutazione completa dell'integrità meccanica della parte attiva insieme allo stato di schiacciamento degli avvolgimenti e del nucleo.

In pratica la prova SFRA e la prova vibro-acustica sono utilizzate nei casi seguenti: durante le prove di collaudo per le nuove unità; dopo un guasto (in seguito all'intervento dei dispositivi di sicurezza); dopo un'installazione, con lo scopo di verificare che gli avvolgimenti non si siano spostati durante il trasporto; inoltre sono impiegate insieme alle verifiche dello stato dell'isolamento, quando si devono programmare l'utilizzo e gli interventi di riparazione dell'unità.





Trasformatore con lo stato meccanico della parte attiva in buone condizioni.



Trasformatore con avvolgimenti deformati e sciolti.

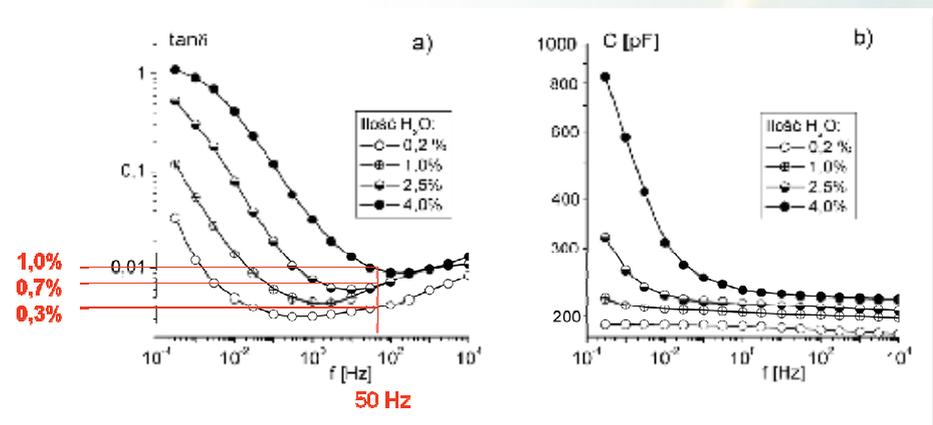
Diagnostica degli Isolatori Passanti

Nei trasformatori vecchi i processi di degrado dell'isolamento avvengono non solo nella parte attiva ma anche nell'isolamento passante WN e la loro avaria può provocare la totale distruzione del trasformatore. Per questo motivo, una diagnostica efficace degli isolatori passanti è sempre più richiesta dagli utenti dei trasformatori di potenza.

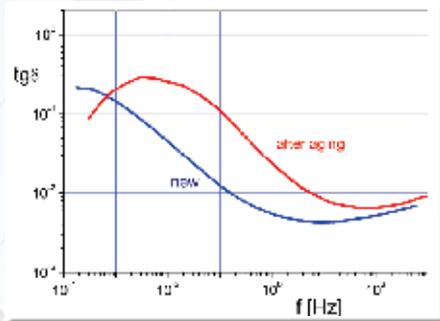
La misurazione tgδ impiegata in pratica come un metodo standard diagnostico alla frequenza di rete (50 Hz) è per molti motivi insufficiente. La misurazione effettuata a una tensione molto più bassa di quella di lavoro e a una temperatura del nucleo passante diversa dalla temperatura di lavoro, non è sufficientemente sensibile per l'identificazione della prima fase di degrado dell'isolamento passante.



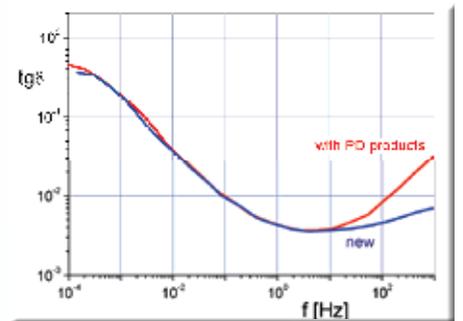
Il tempo di sviluppo dei difetti nell'isolamento è molto più breve del tempo che intercorre tra le successive misurazioni di controllo.



L'utilizzo nella diagnostica degli isolatori passanti dei metodi di polarizzazione come la spettroscopia dielettrica in frequenza e la misura della corrente di polarizzazione e depolarizzazione PDC forniscono ottimi risultati sull'identificazione del degrado e dell'umidità dell'isolamento. Queste misurazioni sono le cosiddette misurazioni off-line che richiedono la messa fuori servizio del trasformatore.



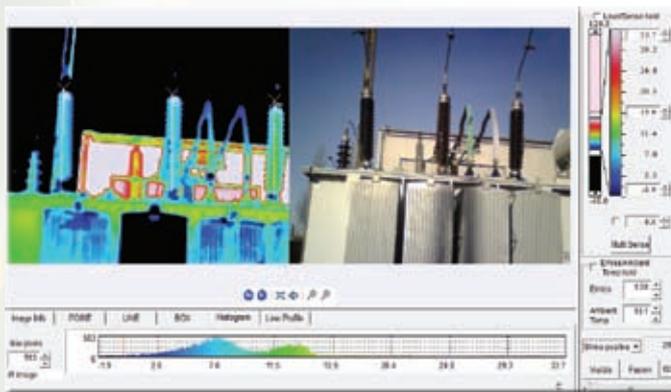
Caratteristiche di frequenza $tg\delta$ di un passante RBP nuovo e usurato.



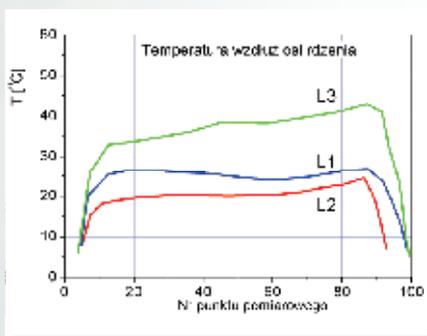
Caratteristiche di frequenza $tg\delta$ di un passante OIP nuovo e con la presenza di prodotti WNZ.

I metodi migliori sono le misurazioni della capacità e del fattore di perdita dielettrica $tg\delta$ in un ampio range di frequenza. Purtroppo essi richiedono l'esclusione del trasformatore dal traffico elettrico.

Sappiamo che spesso questo non è possibile per cui, in una prima valutazione sull'utilità del passante per un suo futuro utilizzo, sono impiegati dei metodi che non richiedono il distacco del trasformatore basati sull'analisi termografica e l'elaborazione matematica del segnale registrato.



Termogramma dei passanti e range di temperature lungo l'asse del nucleo.



Isolamento usurato del passante RIP