



Mediciones de diagnóstico en transformadores de medida

Clasificación y descripción general de las mediciones de diagnóstico

RESUMEN

El artículo presenta las mediciones de diagnóstico más comunes en transformadores de medida (transformadores de corriente y tensión) utilizadas para evaluar su estado y confiabilidad. Las mediciones revelan las posibles fallas que pueden producirse debido a procesos de envejecimiento durante la vida útil de un transformador de medida. Las fallas están relacionadas con el circuito electromagnético de los transformadores (por ejemplo, cortocircuitos o circuitos abiertos) o con su aislamiento (por ejemplo, descargas parciales, penetración de humedad). Se presentan casos prácticos para subrayar la importancia de realizar pruebas de diagnóstico periódicas.

PALABRAS CLAVE

Transformador de medida, circuito electromagnético, aislamiento, pruebas de diagnóstico

Autores: Florian Predl, Dr. Michael Freiburg, Dr. Martin Anglhuber

1 Introducción

Los transformadores de medida (TM) son los ojos y oídos del sistema de suministro eléctrico. Aunque son menos costosos y se pueden reemplazar mucho más rápido que los transformadores de potencia o los generadores, una falla grave puede causar un grave peligro para las personas y daños y costos significativos para el equipo circundante, poniendo en riesgo el sistema en general. Sin los TM no pueden funcionar los componentes clave como líneas de transmisión, transformadores de potencia ni generadores, lo que ocasiona pérdidas de ingresos o interrupciones del suministro. Por tanto, es necesario probar periódicamente los TM para descubrir las posibles fallas que puedan producirse debido a procesos de envejecimiento durante su operación.

2 Clasificación y descripción general

En general, las mediciones de diagnóstico en TM se pueden subdividir en dos grupos principales:

- mediciones en el circuito electromagnético
- mediciones en el sistema de aislamiento

2.1 Mediciones en el circuito electromagnético

Como parte del primer grupo, las mediciones en el circuito electromagnético incluyen el núcleo de hierro magnético, los devanados primario y secundario y, en el caso de un transformador de tensión capacitivo (TTC), el reactor de compensación y el arreglo de condensadores. La medición de la exactitud (error de relación y desplazamiento de fase) implica el circuito eléctrico de un TM. Los TM que se usan en las aplicaciones de contadores requieren una gran exactitud. Los transformadores de corriente y tensión inductivos y los transformadores de tensión capacitivos pueden presentar desviaciones de relación y fase después de algún tiempo de servicio. A menudo no se detectan las espiras rotas de los transformadores de corriente y las capas capacitivas cortocircuitadas en el arreglo de condensadores de un TTC. Esto puede provocar errores de lectura, pérdida de ingresos y, en algunos casos, una ruptura completa.

Hay diferentes formas de verificar la integridad del circuito electromagnético. Una posibilidad es utilizar un método de medición convencional, a menudo denominado "método de inyección primaria" [1]. Aquí, el error de relación y el desplazamiento de fase se verifican inyectando una corriente primaria nominal a un TM o aplicando una tensión nominal al mismo. Mientras se aplica una carga nominal al devanado o devanados secundarios se obtienen la relación de transformación y el desplazamiento de fase.

Los equipos de prueba modernos [2] ofrecen una segunda posibilidad al medir el error de relación y el desplazamiento de fase dependiente de la carga utilizando el denominado "método de modelado", al que a menudo se hace referencia como método de medición no convencional. En este caso, el transformador de medida se considera como una caja negra. El equipo de prueba utiliza señales de tensión y corriente bajas para verificar el diagrama del circuito eléctrico. Los parámetros del diagrama de circuito equivalente se determinan con mediciones en los lados primario y secundario. Aquí, el equipo de prueba utiliza señales de tensión y corriente bajas, en comparación con los valores nominales, y calcula la exactitud de los transformadores de corriente (TC) y de los transformadores de tensión (TT), que tienen una dependencia no lineal de la tensión, la corriente y la carga. Este método de modelado permite la calibración en campo de transformadores de tensión y transformadores de corriente con alta exactitud en un tiempo mucho más corto y con menos riesgo, ahorrando muchas horas de trabajo y reduciendo sustancialmente el tiempo de interrupción necesario. Con este método se pueden obtener varios parámetros importantes, como el magnetismo residual, la inductividad principal saturada y no saturada, el factor de corriente simétrica de cortocircuito, y también el factor de dimensionamiento de transitorios. En la figura 1 se ilustran los diferentes pasos de este método.

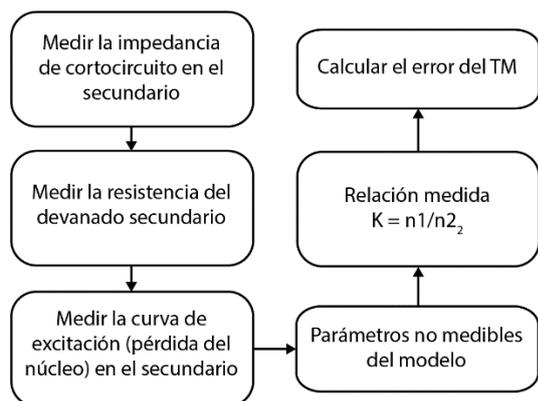


Figure 1: Principio de determinación de la exactitud de TM basada en modelos [3]

2.2 Mediciones en el aislamiento

El segundo grupo de medición principal en TM son las pruebas del aislamiento. Las propiedades del aislamiento de los TM son muy similares a las de las bornas de transformadores de potencia, ya que la fabricación de sus aislamientos se realiza principalmente en las mismas compañías. Se han desarrollado nuevos métodos para la determinación del contenido de agua en aislamientos de papel-aceite. Utilizan las mediciones de respuesta dieléctrica, como las corrientes de despolarización y polarización (PDC) o la espectroscopia del dominio de frecuencia (FDS), y son una extensión del método desarrollado para los transformadores de potencia.

Un análisis de las descargas parciales (DP) ayuda a detectar y localizar defectos del aislamiento. Las pruebas de DP son el único diagnóstico posible para los TM de tipo epoxi (seco) de media tensión (1 kV hasta 75 kV). Con los métodos avanzados de filtrado mediante software, pueden realizarse mediciones sensibles incluso en entornos de prueba con ruido.

La tabla 1 ofrece un resumen general de las mediciones de diagnóstico más comunes en TM y el tipo de fallas que pueden detectarse.

Table 1: Mediciones de diagnóstico en transformadores de medida

Parte eléctrica del TM	Falla detectable	Medición de diagnóstico
Núcleo magnético	Deformación mecánica, conexión a tierra de núcleo flotante, magnetostricción	Mediciones de exactitud (convencional y no convencional), medición de la excitación
Devanado	Cortocircuitos, circuitos abiertos	Medición de la exactitud (convencional y no convencional), medición de resistencia del devanado, medición de relación de transformación, medición de excitación
Divisor de tensión capacitivo (solo en TTC)	Rotura parcial de capas capacitivas	Medición de la exactitud (convencional y no convencional), medición de la capacitancia y del factor de disipación/potencia
Bobina de reactancia (solo en TTC)	Cortocircuitos en espiras individuales	Mediciones de exactitud (convencional y no convencional), medición de la impedancia en cortocircuito
Materiales de aislamiento	Descargas parciales, humedad en el aislamiento sólido, envejecimiento, contaminación de los líquidos de aislamiento	Mediciones de descargas parciales, medición de la capacitancia y del factor de disipación/potencia, espectroscopia del dominio de frecuencia (FDS), corrientes de despolarización y polarización (PDC)

3 Medición de la excitación en transformadores de tensión y de corriente

La medición de la excitación, denominada a menudo medición de la curva de magnetización inicial, es un método de medición muy eficaz para detectar cualquier problema eléctrico o magnético relacionado con el núcleo magnético.

Durante la medición, se excita el núcleo magnético aplicando una tensión a través del devanado secundario y todos los demás devanados permanecen en circuito abierto. En los transformadores de tensión, el aislamiento de AT del devanado primario tiene una determinada capacidad, denominada capacitancia de dispersión primaria C_p'' (consulte la figura 6). Esta capacitancia de dispersión, que es la capacitancia del lado de alta tensión a tierra, debe tenerse en cuenta matemáticamente, ya que, de lo contrario, se medirá una corriente capacitiva en lugar de una corriente de excitación inductiva.

La tensión de excitación, la corriente de excitación y el ángulo de fase entre la tensión y la corriente se miden en un amplio rango de tensiones, que va desde tensiones de excitación bajas hasta tensiones de saturación. Preferiblemente, la medición se realiza comenzando a la tensión de saturación y descendiendo hasta un nivel de tensión bajo. De esta forma, el núcleo de hierro se desmagnetiza después de la prueba.

Es posible excitar el núcleo de hierro a frecuencias más bajas (50 Hz hasta 0 Hz) para saturar el núcleo. Esto hace que toda la medición sea más segura en términos de tensiones primarias inducidas en un transformador de tensión. Además, el efecto de cualquier capacitancia de dispersión se puede reducir al mínimo.

En la figura 2 se ilustra el principio de usar frecuencias más bajas para saturar el núcleo de hierro.

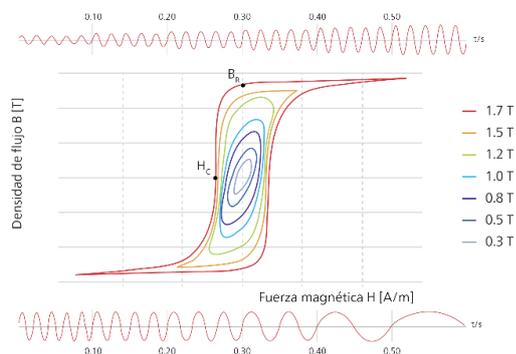


Figure 2: Familia del bucle de histéresis

La fórmula 1 ofrece una buena explicación del comportamiento físico de la densidad de flujo magnético (en teslas) en el núcleo. Una disminución de la frecuencia a una tensión de excitación constante provoca un aumento de la densidad de flujo magnético en el núcleo. Esto tiene el mismo efecto que usar una frecuencia constante y aumentar la tensión de excitación aplicada.

$$\hat{B} = \frac{\hat{V}_c}{n * 2 * \pi * f * A} \quad (1)$$

Para la representación exacta de la curva de magnetización inicial a la frecuencia de línea, deben considerarse consecuentemente las pérdidas de núcleo no lineales.

Para analizar los resultados de la prueba, se puede comparar la curva de magnetización inicial (inductividad principal y curva completa) con los datos de referencia de las pruebas de aceptación en fábrica (FAT). Si el informe FAT no está disponible en ese momento, se puede hacer una comparación cruzada entre las fases. Es importante comparar solo TM del mismo tipo y clase.

La clase PX se define en la norma IEC 61869-2 para transformadores de corriente de protección de baja reactancia de dispersión sin límite de flujo remanente [4a]. La clase PX evalúa la tensión de codo, la corriente de excitación, la resistencia del devanado secundario y el error de relación de transformación. En los transformadores de corriente de protección de clase PX, la tensión de codo nominal y la corriente de excitación a la tensión de codo nominal se especifican en la placa de características. Este es un punto de referencia que se puede usar para evaluar la curva de magnetización inicial. La evaluación se realiza como sigue:

Como ejemplo, aquí se usa una clase 0.02PX100R25. La designación de la clase en realidad significa que la tensión de codo nominal es de 100 V. La tensión de codo medida tiene que ser superior a 100 V. La corriente de excitación nominal a 100 V es de 0,02 A. La corriente de excitación medida a 100 V debe ser inferior a 0,02 A. Además, la resistencia del devanado de CC medida, con corrección a 75 °C tiene que ser inferior a 25 Ω .

3.1 Caso práctico I - medición de la excitación de TC

Se investigaron dos transformadores de corriente del mismo tipo y clase. Un transformador produjo un error de relación y un desplazamiento de fase mucho mayores que el otro. Como se vieron afectados el error de relación y el de fase, se asumió que el problema estaba relacionado con el núcleo. Un aumento del error de relación y el error de fase es el resultado de una corriente de excitación excesiva.

La corriente de excitación (corriente eficaz en la figura 3) es la suma de las corrientes a través de la inductividad principal L_m y la corriente causada por las pérdidas del núcleo (pérdidas parásitas y por histéresis), consulte la figura 5. Cualquier aumento en las pérdidas del núcleo siempre provocará un error de relación y un desplazamiento de fase mayores. Una medición de la curva de magnetización inicial en ambos transformadores confirmó que el problema estaba relacionado con el núcleo magnético, véase la figura 3.

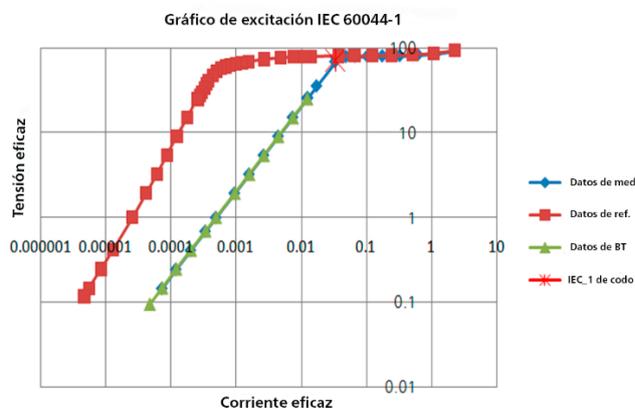


Figure 3: Comparación de las curvas de magnetización inicial

La curva roja es el gráfico de excitación de referencia. El transformador defectuoso (curva verde-azul) mostró corrientes de excitación mucho más altas a la misma tensión de excitación (tensión eficaz en la figura 2) en comparación con el transformador en buen estado.

Se descubrió que la causa raíz del problema era una pantalla en cortocircuito (sin conexión de la pantalla al potencial de tierra).

4 Medición de la resistencia del devanado

La medición de la resistencia del devanado CC es un método de medición consolidado para detectar espiras en cortocircuito o circuitos abiertos. El método es muy simple: Se inyecta una corriente de CC (I_{CC}) en el devanado mientras se mide la caída de tensión de CC resultante (U_{CC}) a través del devanado. Debido a la naturaleza inductiva del núcleo, deben estabilizarse y establecerse primero tanto la corriente como la tensión. El perfil de resistencia respecto al tiempo tendrá un perfil como se indica en la figura 4.

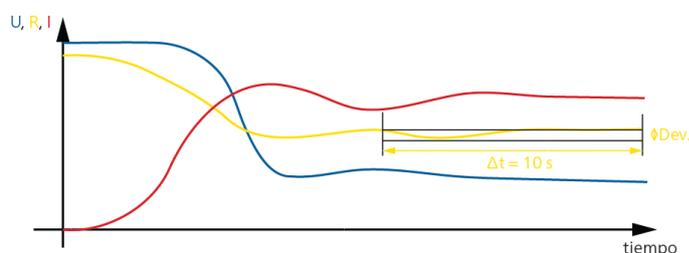


Figure 4: Perfil de la resistencia del devanado respecto al tiempo

Una forma de verificar una lectura de la resistencia estable es observar la desviación de la resistencia en el tiempo. Si la desviación cae por debajo de un determinado umbral (típicamente $< 0,1\%$), la lectura de la resistencia se considera estable. La resistencia del devanado de CC puede derivarse utilizando la fórmula 2.

$$R_{DC} = \frac{V_{DC}}{I_{DC}} \quad (2)$$

Para la evaluación de los resultados de la prueba, se puede comparar la lectura de la resistencia en campo con los resultados de referencia de fábrica o con los TM de las otras dos fases (valores nominales de la misma clase). Es importante realizar una corrección de temperatura de la resistencia medida (R_{meas}) que se midió a temperatura ambiente (T_{meas}). Típicamente, se usa una temperatura de referencia de $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ (T_{ref}) cuando se comparan los resultados [1].

La corrección de temperatura para un devanado de cobre se indica en la fórmula 3.

$$R_{ref} = R_{meas} * \frac{235 + T_{ref}}{235 + T_{meas}} \quad (3)$$

5 Medición de la relación de transformación

La medición de la relación de transformación es un método muy eficaz para detectar espiras en cortocircuito en los TM (incluidos los TTC).

En los transformadores de corriente, se aplica tensión de CA a través del devanado secundario (V_{sec}), y se mide la tensión inducida resultante en el lado primario (V_{prim}). Debido a las pérdidas sin carga (I_{exc}), es importante compensar la caída de tensión en la resistencia del devanado. La relación de transformación (N) puede derivarse como se indica en la fórmula 4 a continuación.

$$N = \left| \frac{V_{sec} - I_{exc} * R_{DC}}{V_{prim}} \right| \quad (4)$$

Con los modernos equipos de prueba, es posible realizar mediciones de tensión y corriente muy precisas. Incluso es posible detectar cortocircuitos entre espiras.

A veces, un cortocircuito entre espiras solo se produce a un determinado nivel de tensión. En estos casos, se puede aumentar la tensión secundaria aplicada para verificar si hay cortocircuitos de alta impedancia entre espiras. Al hacerlo, también debe aumentarse la frecuencia de prueba para evitar cualquier efecto de saturación del núcleo que influya en la precisión de la medición de la relación de transformación. Para esta prueba no se requiere compensación reactiva.

Cuando se prueban transformadores de tensión inductivos y capacitivos, no es posible realizar una medición directa de la relación de transformación ya que hay pérdidas sin carga dentro de los transformadores que deben considerarse matemáticamente. Se puede medir una relación de tensión sin carga de transformadores de tensión inductivos (TTI) aplicando tensión a través del devanado primario y midiendo la tensión inducida a través del devanado secundario con un voltímetro de alta impedancia.

6 Medición de la exactitud en transformadores de corriente y de tensión

La medición de la exactitud implica la medición del error de relación y el desplazamiento de fase (consulte la figura 1). Cuando utilizándose utiliza el método de modelado mencionado anteriormente, se basa en la medición de un diagrama de circuito equivalente del TM.

Las pérdidas de un transformador de corriente se representan mediante las pérdidas del núcleo. Esas pérdidas deben medirse y se pueden subdividir en pérdidas en núcleo de cobre y de hierro. Las pérdidas en núcleo de cobre se describen como resistencia del devanado R_{CT} del transformador de corriente. Las pérdidas en núcleo de hierro se describen como las pérdidas por corrientes parásitas (representadas por la resistencia parásita R_{eddy}) y las pérdidas por histéresis se muestran como resistencia de histéresis R_H del núcleo.

Utilizando los valores de las pérdidas totales del núcleo, se puede utilizar un modelo matemático para calcular el error de relación de corriente y el desplazamiento de fase para cualquier corriente primaria y para cualquier carga secundaria. Por tanto, se pueden determinar todos los puntos de funcionamiento descritos en las normas correspondientes para transformadores de corriente.

Adicionalmente, se pueden obtener otros parámetros importantes como el magnetismo residual, la inductancia principal no saturada y saturada, el factor de corriente simétrica de cortocircuito, así como el factor de dimensionamiento de transitorios (de acuerdo con la norma IEC 60044-6 para los cálculos de comportamiento de la corriente de falla transitoria [5]).

Las siguientes mediciones deben realizarse de forma consecutiva para medir los parámetros de acuerdo con el diagrama de circuito equivalente:

- medición de la resistencia del devanado secundario (R_{CT})
- medición de la curva de magnetización inicial (núcleo representado por L_m)
- medición de pérdidas por corrientes parásitas y pérdidas de histéresis (R_{eddy} y R_H)
- medición de la relación de transformación N (relación del núcleo)
- cálculo del error de relación de corriente y del desplazamiento de fase con la carga y los valores de corriente primaria deseados en el diagrama vectorial de un transformador de corriente

El método de modelado (figura 5) es una herramienta muy potente, no solo para la calibración periódica de transformadores de corriente, sino también para las mediciones de diagnóstico, ya que incluye todas las pruebas de diagnóstico del diagrama del circuito eléctrico presentado hasta el momento.

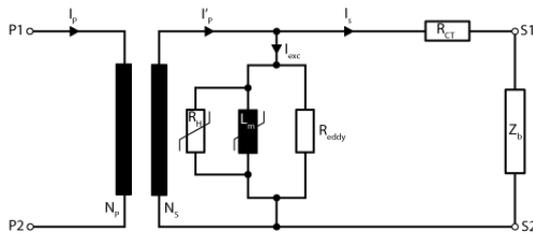


Figure 5: Diagrama de circuito equivalente de un transformador de corriente conectado a una carga Z_b

Las pérdidas de un transformador de tensión consisten en las pérdidas del núcleo y las pérdidas de dispersión primarias y secundarias. En el caso de un TTI, deben realizarse de forma consecutiva las siguientes mediciones para medir los parámetros de acuerdo con el diagrama de circuito equivalente (figura 6):

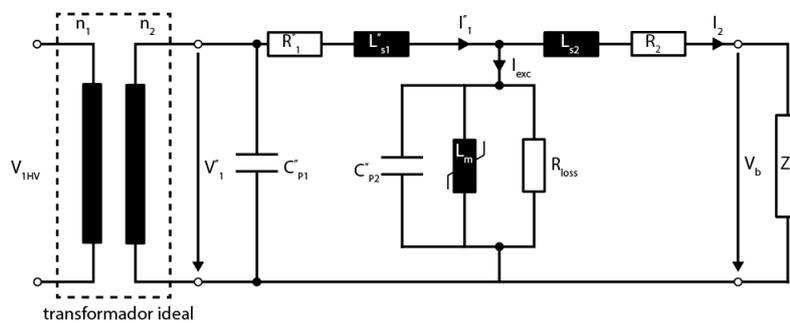


Figure 6: Diagrama de circuito equivalente de un TTI

- medición de la impedancia en corto circuito
- medición de la resistencia del devanado secundario (R_2)
- medición de la capacitancia de dispersión primaria (C_p'')
- medición de la curva de magnetización inicial (núcleo representado por L_m)
- medición de pérdidas por corrientes parásitas y pérdidas de histéresis (R_{eddy} y R_H)
- medición de la relación de transformación, es decir, la relación sin carga
- cálculo del error de relación de tensión y del desplazamiento de fase con la carga y los valores de tensión primaria deseados en el diagrama vectorial de un transformador de tensión.

En un transformador de tensión capacitivo (TTC), se mide adicionalmente la relación de tensión del arreglo de condensadores.

6.1 Caso práctico II – medición de la relación de un TTC

Se investigó un TTC que producía una tensión secundaria demasiado baja. Se midieron y analizaron la tensión primaria, el error de relación dependiente de la carga y el desplazamiento de fase del TTC sospechoso.

El TTC tenía las siguientes especificaciones de placa de características:

- Relación de tensión: 110 kV / 100 V
- Relación capacitiva nominal 7,5 (relación de capacitancia en frecuencias entre 10 mHz y 50 Hz [6])
- Clase: 1 medición
- Carga nominal: 120 VA a un factor de potencia de 0,8

Los resultados para el error de relación y el desplazamiento de fase se muestran en las figuras 7 y 8. Las líneas discontinuas rojas representan los límites de error que se definen en la norma.

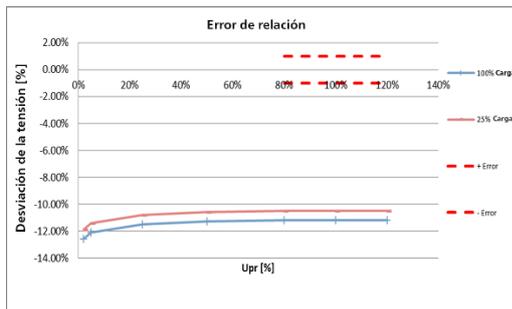


Figure 7: Error de relación del TTC en prueba

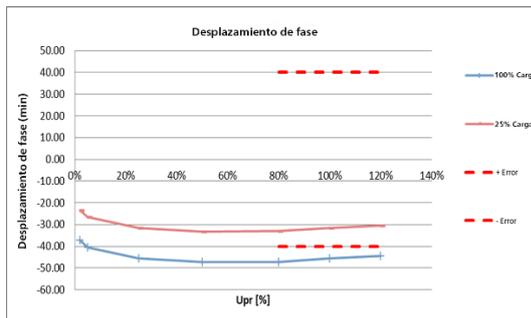


Figure 8: Desplazamiento de fase del TTC bajo prueba

Las mediciones confirmaron que el error de la relación de tensión del TTC era demasiado negativo, dando lugar a una tensión secundaria inferior a la tensión nominal. Un análisis más exhaustivo de la relación de tensión capacitiva medida confirmó una relación de 8,37. La relación nominal del paquete de condensadores era de 7,5, lo que indicaba una ruptura parcial de las capas capacitivas de C2 (parte 2 del divisor capacitivo). Se desarmó el TTC y pudo confirmarse la ruptura parcial. Como consecuencia, se reemplazó el dispositivo.

7 Medición de la capacitancia y del factor de disipación/potencia

El factor de disipación se mide comparando un equipo en prueba con una referencia conocida (corriente capacitiva "ideal"). Se determina la diferencia de fase entre la corriente de referencia y la corriente del equipo en prueba. Calculando la tangente de δ se obtiene el factor de disipación/pérdidas.

La medición de la capacitancia y del factor de disipación/potencia es un método consolidado para evaluar el estado del aislamiento. Un aislamiento ideal (sin pérdidas) consta de una capacidad de vacío también denominada capacidad geométrica C_0 . Si se utiliza material de aislamiento distinto del vacío, se pueden observar uno o más procesos de polarización. Estos representan el comportamiento eléctrico de los materiales de aislamiento utilizados. Los procesos de polarización causan pérdidas, por ejemplo, debido a una rotación de dipolos. Esto además aumentará la capacitancia medida debido a una constante dieléctrica superior a 1. Además, el material de aislamiento tiene una cierta conductividad que crea pérdidas por conducción [7]. Una medición del factor de disipación mide una combinación de estas pérdidas, véase la figura 9.

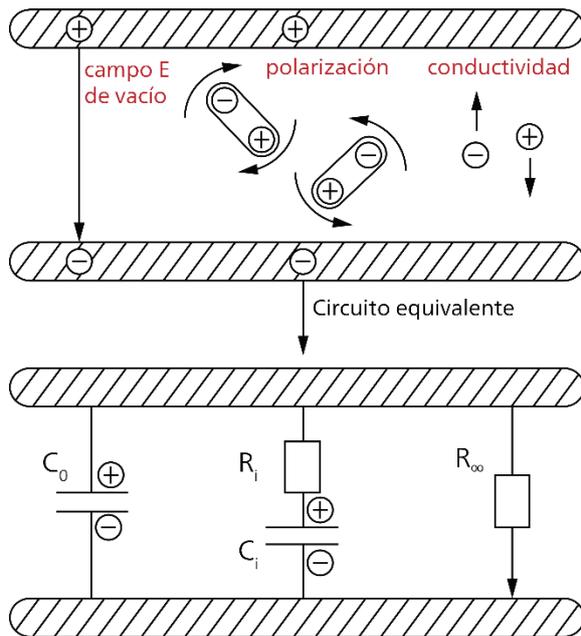


Figure 9: El aislamiento y sus pérdidas

Se puede usar una prueba de tip-up de tensión (rampa ascendente de la tensión de prueba) para verificar si hay presente o no alguna actividad de DP. Un aumento en el factor de disipación a una determinada tensión de inicio indica una posible actividad de DP. Esta es una herramienta de diagnóstico común en generadores y motores. Sin embargo, la medición del factor de disipación no proporciona una localización exacta de la DP. Solo ofrece una vista general del estado del aislamiento.

Una medición de la capacitancia y del factor de disipación/potencia del paquete de condensadores de un TTC puede revelar cualquier posible degradación del aislamiento o incluso capas capacitivas cortocircuitadas. La construcción física del paquete de condensadores es similar a la de las bornas de condensador. Si una capa capacitiva sufre una ruptura, aumenta la capacitancia general del paquete.

Del mismo modo, si aumenta el factor de disipación, es una indicación de que se está produciendo un proceso de envejecimiento (entrada de humedad, descargas parciales, etc.).

Las corrientes de fuga a través del aislamiento de un devanado del TTC a menudo causan dificultades para obtener un equilibrio del factor de disipación. Esto significa que las lecturas aparentes del factor de disipación están por debajo del valor verdadero, o incluso un valor negativo, aunque el valor obtenido de la capacitancia será correcto [8]. Si se producen cambios en el resultado de los resultados de capacitancia medida (C_1 en serie con C_2) de una prueba de rutina a otra es una razón para investigaciones adicionales.

En el caso de los TTI, no se puede realizar una medición de la capacitancia y del factor de disipación/potencia del aislamiento en todas las partes del aislamiento. No se puede acceder al aislamiento principal, que se encuentra entre las espiras individuales del devanado primario. Sin embargo, se puede medir el factor de disipación/potencia entre el devanado primario y el secundario, así como entre el devanado primario y tierra. Si el transformador está equipado con un electrodo de pantalla, la medición entre el devanado primario y la pantalla es el método de medición preferido. Depende del tipo de TTI si está equipado con una pantalla y si está accesible en el terminal secundario.

8 Medición de la impedancia en cortocircuito

Un TTC debe tener una reactancia de compensación, a menudo denominada bobina de reactancia (L_{comp}). Esta bobina compensa el desplazamiento de fase causado por el paquete de condensadores. Por lo tanto, la reactancia de la bobina se ajusta a la reactancia del paquete de condensadores a la frecuencia de línea. La bobina normalmente se opera alrededor de 10 kV – 30 kV, dependiendo del fabricante. En la figura 10 se muestra un diagrama eléctrico simplificado de un TTC. Las espiras cortocircuitadas de la bobina causan una caída de la inductancia. Por lo tanto, el paquete de condensadores deja de estar compensado adecuadamente, lo que produce una desviación en el desplazamiento de fase.

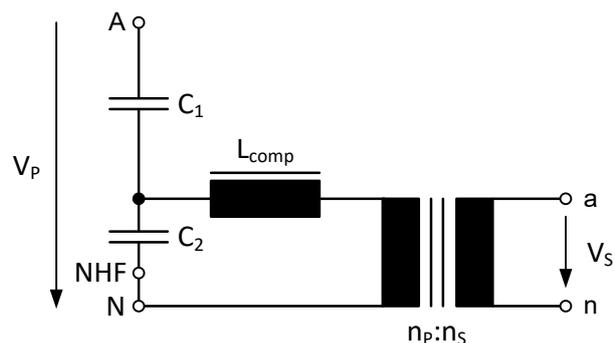


Figure 10: Transformador de tensión capacitivo – diagrama eléctrico simplificado

Se puede usar una prueba de impedancia en cortocircuito a la frecuencia de la línea para verificar la integridad de la bobina. Se inyecta una corriente alterna en el devanado secundario mientras se mide la caída de tensión y el ángulo de fase entre la tensión y la corriente a través del devanado secundario. El lado primario (paquete de condensadores) tiene que estar cortocircuitado a tierra (figura 11). La parte reactiva de la impedancia compleja en cortocircuito debe estar cerca de 0Ω , lo que indica que el paquete de condensadores (C_1 y C_2) se compensa adecuadamente.

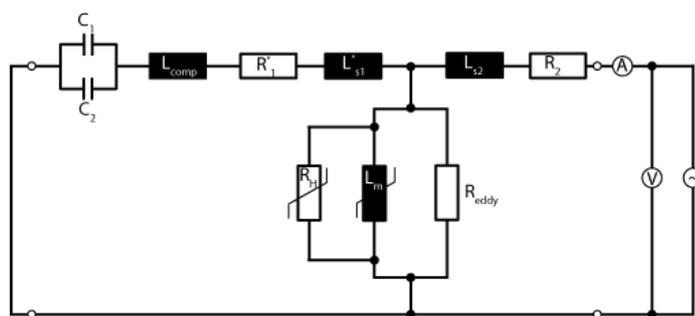


Figure 11: Medición de la impedancia en cortocircuito en un TTC

8.1 Caso práctico III – mediciones de la exactitud de un TTC

Se investigaron dos TTC después de que una de las dos unidades revelase altos niveles de gas en un muestreo de aceite. El resultado del análisis de gases disueltos (DGA) indicaba DP y la formación de arcos.

Se midieron ambos dispositivos para verificar la integridad del circuito eléctrico. La información de la placa de características se muestra en la tabla 2.

Table 2: Información de la placa de características de los TTC en prueba

Tensión primaria nominal	220/ $\sqrt{3}$ kV	Fase-tierra		
Terminales de baja tensión	Tensión secundaria (V)	Relación (a 1)	Clase de exactitud	Salida nominal (VA)
1 _{a2} – 1 _{a1}	110/ $\sqrt{3}$	2000	0,2/3P	0 - 100
2 _{a2} – 2 _{a1}	110/ $\sqrt{3}$	2000	0,2/3P	0 - 100
Capacitancia nominal total	6200 pF	C ₁ 7106 pF	C ₂ 76393 pF	

El TTC con los resultados elevados de gas disuelto durante el muestreo de aceite también mostró un error de relación y un desplazamiento de fase mucho mayores. Un análisis más exhaustivo del resultado de la prueba de impedancia de cortocircuito confirmó que la parte reactiva del TTC "defectuoso" mostraba un comportamiento capacitivo.

Esto confirmó que la bobina de reactancia tenía espiras cortocircuitadas. El paquete de condensadores ya no se compensaba a la frecuencia de línea.

El error de relación y el desplazamiento de fase del TTC defectuoso se indican en las figuras 12 y 13.

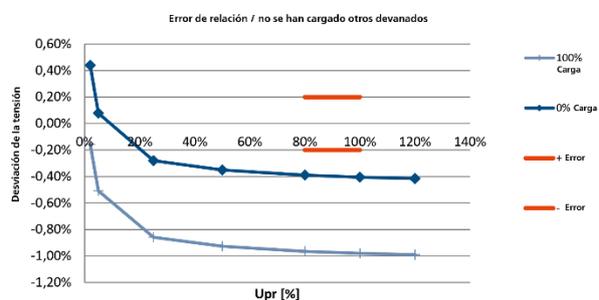


Figure 12: Error de relación del TTC defectuoso

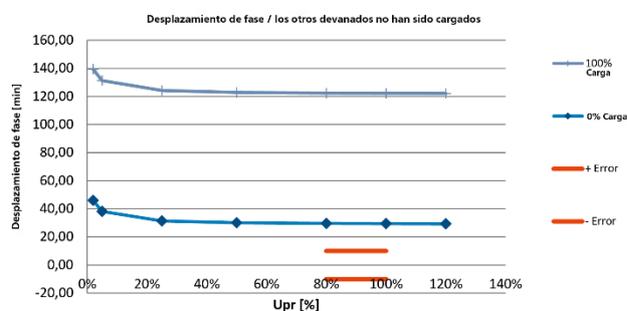


Figure 13: Desplazamiento de fase del TTC defectuoso

9 Análisis de respuesta dieléctrica

Un alto contenido de agua en el aislamiento de papel-aceite de los TM puede provocar una falla en el aislamiento y, como consecuencia, incluso la destrucción completa del activo. Por lo tanto, es importante poder evaluar el contenido de agua de los TM. Esto resulta ser bastante complicado ya que, a diferencia de los transformadores de potencia, sus técnicas de medición, como el muestreo de aceite, son bastante difíciles de realizar debido al volumen relativamente pequeño de aceite y, a menudo, a la falta de un acceso sencillo y fácil.

En los últimos años, se ha consolidado el análisis de la respuesta dieléctrica para evaluar la humedad en el aislamiento sólido de papel. Se realiza midiendo el factor de potencia/factor de disipación con relación a la frecuencia.

La medición de la respuesta dieléctrica en un amplio rango de frecuencias (por ejemplo, 100 μ Hz hasta 5 kHz) ofrece información sobre el estado del aislamiento y, especialmente para los aislamientos de aceite-papel, acerca del contenido de agua en el aislamiento sólido.

Para calcular el contenido de agua, se compara la curva de respuesta dieléctrica medida con una curva modelada (figura 14).

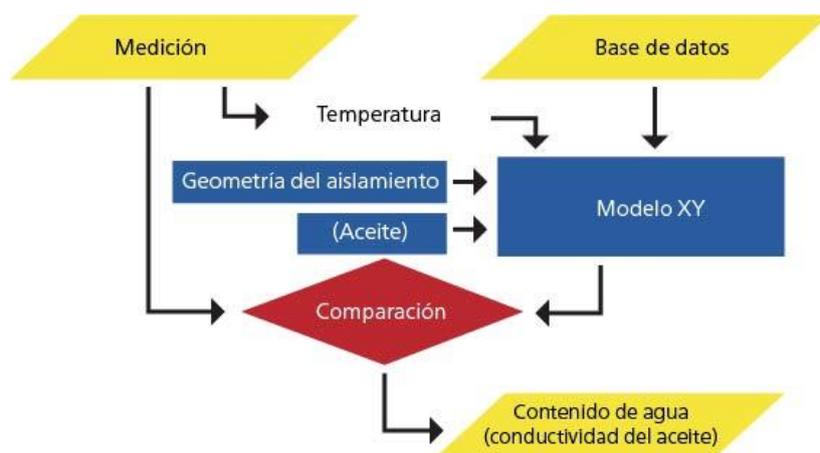


Figure 14: Cálculo del contenido de agua basado en el modelo XY

El modelado de curvas se realiza con la ayuda de una base de datos que incluye las propiedades del material celulósico con diferentes contenidos de agua y temperaturas. Usando el llamado modelo XY [9] se calcula una respuesta dieléctrica teniendo en cuenta la geometría, la temperatura, el aceite y el contenido de humedad del aislamiento. Un algoritmo de coincidencia alinea la respuesta modelada de la base de datos con la curva medida del aislamiento real y ofrece automáticamente el contenido de agua del material celulósico, así como la saturación de agua o la conductividad del aceite.

La configuración de prueba correcta en los transformadores de corriente depende de si el TC tiene o no un electrodo de pantalla y si el electrodo de pantalla es accesible o no. A veces esto está documentado en la hoja de datos del TC. En caso de que no haya información sobre la pantalla, póngase en contacto con el fabricante. Las figuras 15 a 17 muestran las configuraciones propuestas para estos casos [10].

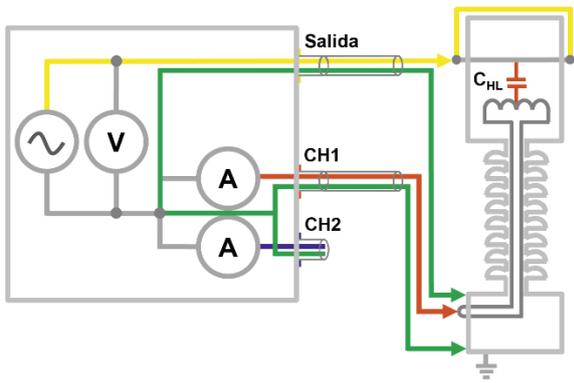


Figure 15: Configuración de la prueba para un TC con un electrodo de pantalla accesible; Aislamiento medido de AT a pantalla; Guarda aplicada a tierra

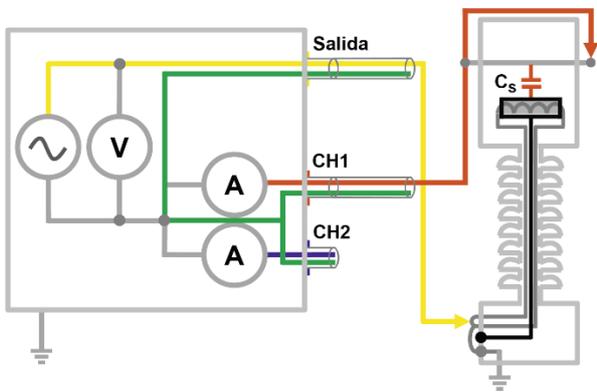


Figure 16: Configuración de la prueba para un TC sin electrodo de pantalla accesible; Aislamiento medido de AT a tierra; Sin guarda aplicada

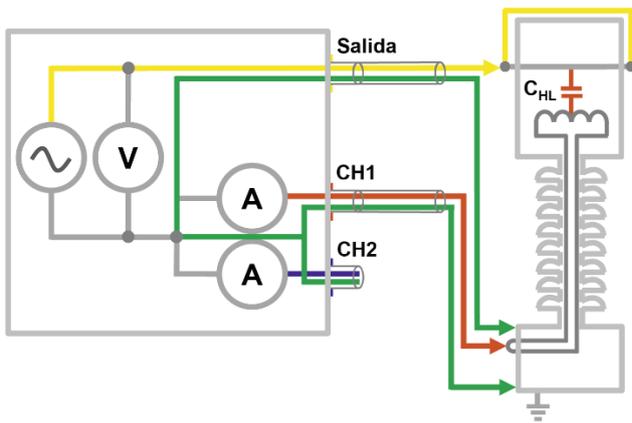


Figure 17: Configuración de la prueba para un TC sin electrodo de pantalla; Aislamiento medido de AT a devanado secundario; Guarda aplicada a tierra

9.1 Caso práctico IV – prueba del aislamiento del TM

Se investigaron dos TM combinados ya que una unidad mostró una alta concentración de hidrógeno en una muestra de aceite. La concentración era de 699 ppm. No hubo metano involucrado. Por lo tanto, no era muy probable que la alta concentración de H₂ fuera causada por la actividad de DP.

Los resultados de la prueba en la tabla 3 muestran un resumen de los valores medidos de respuesta dieléctrica. TC2 es el TM con una alta concentración de H₂.

Table 3: Resultados de la respuesta dieléctrica

	TC1	TC2
Tan(δ) a 50 Hz	0,28 %	0,29 %
Conductividad del aceite	23 fs/m	22 fs/m
Contenido de humedad	1,6 %	1,8 %
C_10 mHz/C_50 Hz	1,02	1,03

La relación de la capacitancia compleja medida a 10 mHz y 50 Hz proporciona más información sobre el estado del aislamiento de los TM. Los estudios de campo han demostrado que la relación capacitiva debe ser inferior a 1,05 para un aislamiento en buen estado y seco [11]. La ventaja de la relación capacitiva es que este parámetro no depende de la geometría del aislamiento.

Los parámetros dieléctricos obtenidos en ambos TM no indicaron ningún aislamiento envejecido. La muy alta concentración de H₂ probablemente se debió a gas disperso. Al fabricante del transformador se le pidió información relacionada con el gas disperso y revelaron que una reacción química entre un determinado detergente y los materiales internos del transformador podría haber producido los altos valores de H₂. Por tanto, el transformador probado todavía está en funcionamiento.

10 Mediciones de descargas parciales

Las DP son rupturas dieléctricas localizadas de una pequeña parte del aislamiento eléctrico sólido o líquido que está sometido a estrés de alta tensión. Una DP puentea solo parcialmente el aislamiento entre conductores [12]. La actividad de DP deteriora el material del aislamiento con el tiempo, lo que eventualmente puede causar una ruptura total del aislamiento.

Las DP liberan partes de la energía en forma de onda electromagnética. Para las mediciones de DP se instala un circuito de prueba para recargar la capacitancia en cortocircuito desde el condensador de acoplamiento. Puede medirse la corriente durante la recarga y correlacionarse con el nivel de descarga. Las DP se miden en pC de acuerdo con la norma IEEE C57.13TM-2016 [13] o la norma IEC 60270.

La figura 18 muestra una configuración de medición de DP según la norma IEC 60270 [12]. Implica una impedancia de bloqueo, un condensador de acoplamiento y un dispositivo de acoplamiento que está conectado al instrumento de medición de DP.

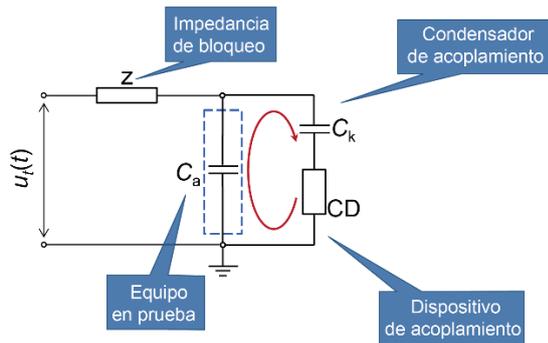


Figure 18: Configuración de la medición de DP según la norma IEC 60270

Los TM para aplicaciones de media tensión (1 kV hasta 75 kV) suelen tener un aislamiento de resina fundida. Los vacíos o cavidades en este aislamiento pueden ser el resultado de golpes y vibraciones o fallas de fabricación. Si la intensidad de campo eléctrico en el aislamiento pasa a ser mayor que la resistencia dieléctrica del gas en el interior del vacío, aparecerá una ruptura total dentro del vacío. En este momento, el campo eléctrico del vacío se extingue. El condensador de acoplamiento recargará la energía disipada. El dispositivo de acoplamiento conectado al condensador de acoplamiento puede medir la corriente de recarga. El proceso de recarga depende del gradiente de tensión de la tensión aplicada. El proceso es más rápido en la parte más empinada del gradiente de tensión. Por tanto, las DP a menudo se producen cerca del paso por cero de la tensión aplicada (figuras 19 y 20).

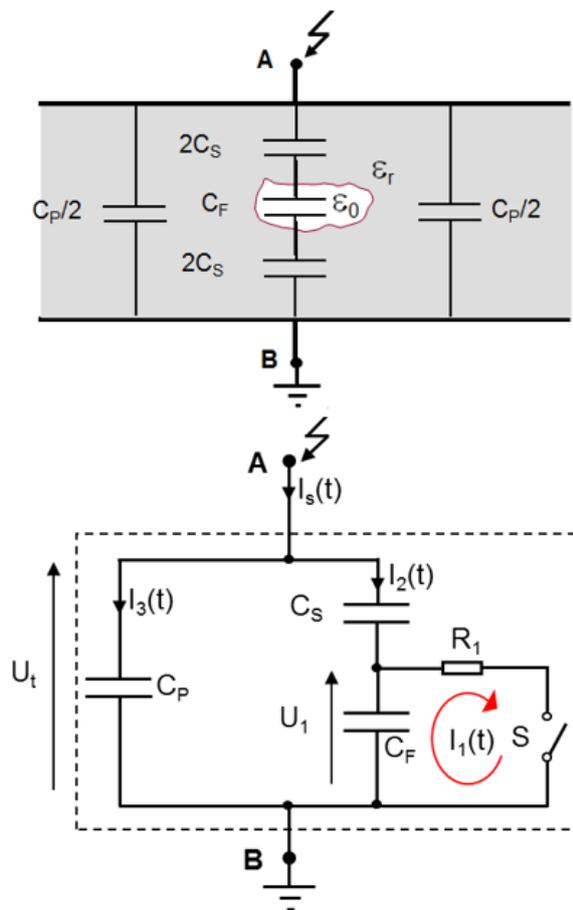


Figure 19: Proceso de recarga explicado según el principio de una descarga en vacío

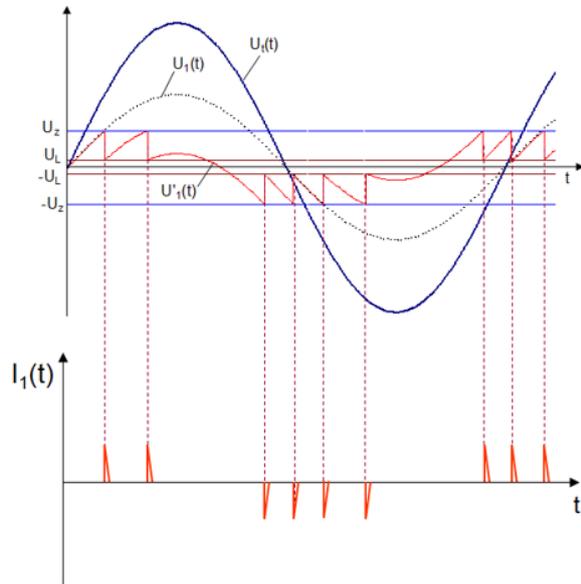


Figure 20: Proceso de recarga explicado según el principio de una descarga en vacío

La figura 21 muestra un típico patrón de DP resuelto en fase (patrón de PRPD) para que se produzca una descarga de vacío dentro de un aislamiento sólido de un transformador de media tensión. El agrupamiento representa un histograma de todas las descargas registradas durante 1 minuto y 36 segundos. De acuerdo con la norma IEC 61869-1 [14] y dependiendo de la tensión de prueba, el nivel de descarga no debe ser superior a 50 pC, y en este caso se han medido descargas de hasta varios nC.

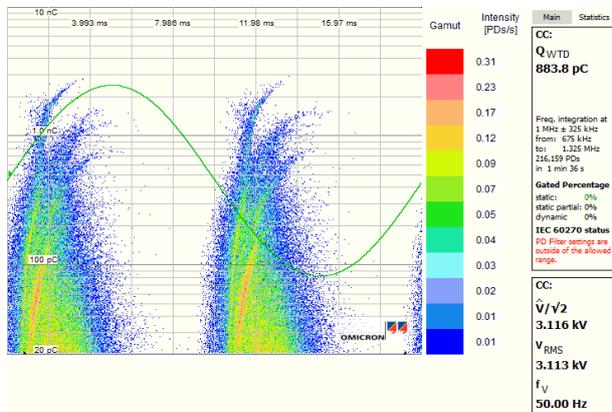


Figure 21: Patrón de PRPD de descargas en vacíos

11 Conclusión

Las diferentes mediciones de diagnóstico en transformadores de medida ayudan a evaluar su estado. Sus resultados ofrecen valiosa información sobre posibles fallas relacionadas con partes específicas de un TM (tabla 1). Combinando los resultados de las pruebas de diagnóstico, se puede obtener una imagen general del estado de salud del TM. Por tanto, se pueden detectar las fallas antes de que se conviertan en fallas graves que pongan en peligro a las personas o provoquen daños costosos al equipo conectado.

Bibliografía

- [1] IEC 60044-1 Edición 1.2 / 2003-02 "Transformadores de medida. Parte 1: Transformadores de corriente", Número de referencia CEI/IEC 60044-1:1996+A1:2000+A2:2002
- [2] M. Freiburg, F. Predl, A new approach for on-site calibration of voltage transformers, Part I and Part II, ITMF 2013
- [3] M. Freiburg, Messung und Modellierung des Magnetisierungsverhaltens induktiver Spannungswandler, ETG-Fachtagung 2014 in Berlin
- [4] IEC 61869-2 Edición 1.0 / 2012-09 "Transformadores de medida. Parte 2: Requisitos adicionales para transformadores de corriente"
- [5] IEC 60044-6 Primera edición / 1992-03 "Transformadores de medida. Parte 6: Requisitos para los transformadores de protección para el comportamiento de transitorios" Número de referencia CEI / IEC 44-6: 1992
- [6] S. Raetzke, M. Koch, M. Krueger, A. Talib, Condition assessment of instrument transformers using dielectric response analysis, CIGRÈ 2012, París
- [7] A. Kùchler, Hochspannungstechnik, Heidelberg 2009
- [8] Trench Instruction Manual Coupling Capacitor Voltage Transformers, Bulletin 20 95 05, Revision 03, 02/2012
- [9] M. Koch. "Reliable Moisture Determination in Power Transformers" (PhD thesis, Institute of Energy Transmission and High Voltage Engineering, University of Stuttgart, Sierke Verlag Göttingen, Germany, 2008)
- [10] Nota de la aplicación DIRANA: Medición y análisis de la respuesta dieléctrica de los transformadores de corriente
- [11] M. Anglhuber, Isolationsdiagnose an Messwandlern mit dielektrischer Antwortmessung, Diagnosewoche 2015 in Austria
- [12] IEC 60270 Tercera edición / 2000-12 "Técnica de prueba de alta tensión – Medición de descargas parciales" Número de referencia CEI/IEC 60270:2000
- [13] Norma IEEE C57.13TM-2016, IEEE "Requisitos estándar para transformador de medida", Nueva York
- [14] IEC 61869-1 Edición 1.0 / 2007-10 "Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales"
- [15] IEEE "Requisitos estándar para transformadores de medida" Norma IEEE C57.13TM-2008

Autores



Florian Predl se unió a OMICRON Austria en 2007 como Ingeniero de Aplicación dentro del equipo Servicios de Ingeniería, con especial énfasis en el diagnóstico avanzado de transformadores de medida. También prestó asistencia técnica a usuarios de todo el mundo de productos OMICRON. En 2013, Florian se unió al equipo de OMICRON en Australia, donde actualmente trabaja como Ingeniero de Aplicaciones de campo. Antes de trabajar en OMICRON asistió al Instituto Técnico Superior Federal de Rankweil, Austria, donde se graduó en 2007 especializado en tecnología de alta frecuencia. Su tesis final se centró en la extensión del rango de los sistemas RFID para aplicaciones comerciales mediante el uso de amplificadores de alta frecuencia.



Dr. Michael Freiburg es responsable de las pruebas de transformadores de medida y equipos de diagnóstico y actualmente trabaja como Director de Producto en OMICRON electronics en Austria. Antes de eso, trabajó como asistente de investigación y docencia en la Universidad Técnica de Dortmund, Alemania. Sus intereses de investigación incluyen el diagnóstico de equipos de alta tensión y la ciencia de materiales. En sus estudios de grado, se centró en la automatización y la ingeniería de control antes de estudiar ingeniería eléctrica en sus cursos de posgrado. Obtuvo el grado en ingeniería en 2010 y su doctorado en ingeniería de alta tensión en 2014.



Dr. Martin Anglhuber obtuvo su grado en ingeniería eléctrica en la Universidad Técnica de Múnich en 2007. De 2007 a 2011 trabajó como ayudante científico en el Instituto de Tecnología de Alta Tensión y Transmisión Eléctrica de la Universidad Técnica de Múnich, Alemania y realizó una investigación sobre nanocompuestos poliméricos como material aislante en aparatos de alta tensión. Se doctoró (Ph.D.E.E.) en 2012. Se unió a OMICRON en 2012 como Ingeniero de Aplicaciones y en la actualidad ocupa el cargo de Director de Producto en el área de diagnóstico dieléctrico de transformadores. Es miembro de VDE y IEEE.