

## BOLETÍN DE TRANSFORMER LIFE MANAGEMENT (TLM):

### Humedad en transformadores de potencia

#### Sistema de aislamiento y conservación del transformador

El sistema de aislamiento de un transformador de potencia está hecho de aceite y celulosa. La celulosa es un aislante sólido (papel y cartón prensado) que por lo general se procesa utilizando el método Kraft. Una de las funciones principales de estos dieléctricos o materiales aislantes es proporcionar aislamiento eléctrico entre las partes energizadas del transformador. Sin embargo, el aceite y la celulosa tienen además otras funciones. Por ejemplo, el aceite del transformador también (1) proporciona una transferencia suficiente de refrigeración/calor, (2) conserva el núcleo y el conjunto de la bobina al llenar los vacíos en la celulosa, y (3) minimiza el contacto del oxígeno con la celulosa y otros materiales susceptibles a la oxidación. Por su parte, la celulosa tiene una función mecánica, ya que soporta los devanados, y una función térmica, en la creación de ductos de enfriamiento.

El diseño aislante incorpora aspectos como la cantidad de formas, y la colocación de los materiales sólidos, el fluido y la interfase entre los sólidos y los fluidos. El aceite tiene una rigidez dieléctrica menor que la celulosa, pero al hacer que la permitividad esté lo más cerca posible de la del aislamiento sólido (lo que se logra, por ejemplo, utilizando métodos de particionamiento), la mayor parte del estrés dieléctrico se distribuye en el material sólido, que por lo general tiene una mejor habilidad para tolerar este estrés. Esto reducirá el estrés en el aceite, que generalmente complementa el diseño. [1] Al fin y al cabo, por peso, los materiales celulósicos (papel y cartón prensado) conforman comparativamente un porcentaje pequeño de los materiales del transformador (por ejemplo 3.5%)

La tasa de degradación del aislamiento está relacionada con la presencia de humedad, oxígeno, y la temperatura del transformador. Los productos derivados del envejecimiento del aislamiento son también, irónicamente, catalizadores del proceso de envejecimiento, e incluyen: humedad, gas, monóxido, dióxido de carbono, ácidos y furanos. La extracción de estos productos derivados hará más lento el proceso de envejecimiento.

Además de (1) extraer los catalizadores del envejecimiento (la humedad, los ácidos y el oxígeno), el propietario de un transformador puede implementar otras acciones para hacer más lento el proceso de envejecimiento, incluyendo: (2) procesar el aceite para eliminar la humedad, los ácidos, las partículas y los gases; (3) secar el transformador para eliminar la humedad del aislamiento sólido; (4) reducir el oxígeno dando mantenimiento al sistema de conservación del aceite (por ejemplo, reemplazando las membranas defectuosas del conservador del aceite o manteniendo una presión positiva en los transformadores con capa de nitrógeno); y (5) reducir la temperatura, ya sea controlando la carga o incrementando la refrigeración.

#### Humedad en transformadores de potencia

Casi toda el agua de un transformador se encuentra en la celulosa. Durante la operación normal a diferentes cargas y temperaturas, parte del agua pasa de un lado a otro, entre el aceite y la celulosa. En ocasiones, el contenido de agua en el aceite puede duplicarse, por ejemplo, cuando se opera a temperaturas elevadas. Sin embargo, inclusive durante estos períodos, la humedad en la celulosa permanece casi sin cambios. De hecho, el promedio del contenido de humedad en el aislamiento sólido es muy constante. Es importante tenerlo en cuenta

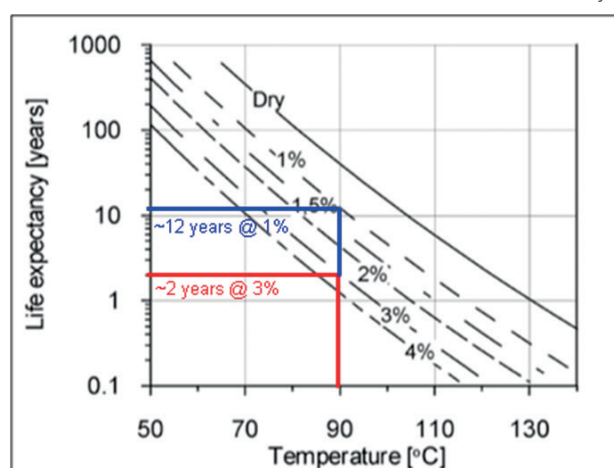


Figura 1. Expectativa de vida útil de la celulosa a diferentes temperaturas y contenidos de humedad [3]

## Humedad en transformadores de potencia

cuando se considera que las pruebas de humedad en aceite se basan en la medición de la humedad en una muestra de aceite a una temperatura dada, como medio para estimar la cantidad de agua en la celulosa mediante tablas de equilibrio.

La presencia de agua en la parte sólida del aislamiento, incluso en concentraciones pequeñas, incrementa la tasa de envejecimiento, reduce la temperatura permisible de los puntos calientes en el transformador e incrementa el riesgo de formación de burbujas y el subsecuente fallo dieléctrico. Además, la humedad reduce la rigidez dieléctrica del aceite del transformador, así como el nivel de inicio de la actividad de descarga parcial [2].

La Figura 1, que describe la expectativa de vida útil del aislamiento a diferentes temperaturas y contenido de humedad [3], ilustra la influencia de la humedad en el envejecimiento. A una temperatura de operación de 90 °C, la celulosa, con una humedad del 1 % tiene una expectativa de vida útil de alrededor de 12 años. Pero con un 3 % de humedad, ¡la expectativa de vida es tan sola solo 3 años!

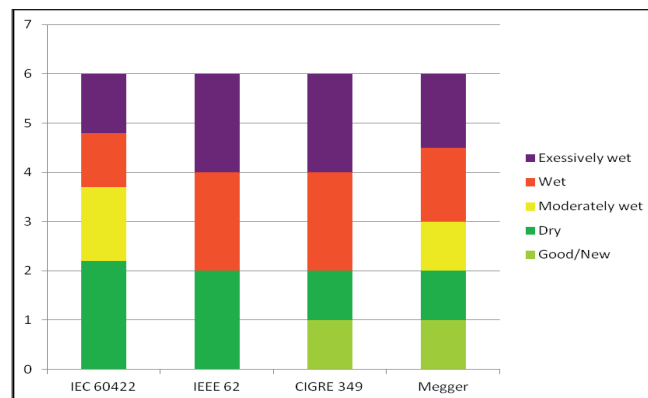


Figura 2. Ejemplos de evaluación de humedad

Por estas razones, la detección de la humedad es importante para los gestores de activos que tienen la tarea de extender la vida útil de activos caros, como los transformadores, así como la de cambiar el mantenimiento, de una base periódica a estrategias basadas en las condiciones de los equipos. La detección de la humedad también conlleva implicaciones para los operadores de sistemas que podrían, de otra manera, causar sin querer, un fallo en el devanado de un transformador al realizar cargas o conmutaciones de emergencia si estas actividades tienen como resultado un incremento en la temperatura que exceda la temperatura de inicio de la burbuja de un transformador húmedo.

Durante la fabricación, el aislamiento de celulosa en el transformador se seca cuidadosamente, antes de impregnarlo con aceite. Por lo general, se busca que el contenido de humedad en el aislante sólido de un transformador nuevo sea de menos del 0,5 % por peso, pero en última instancia, depende de los requisitos del fabricante y del comprador. Conforme el transformador envejece, el contenido de humedad por lo general se incrementa en alrededor de un 0,05 % anual para un transformador sellado con tanque conservador, y en aproximadamente 0,2 % anual para un transformador de respiración libre. En un transformador viejo y/o muy deteriorado, el contenido de humedad puede ser de más del 4 %.

El porcentaje aproximado recomendado por peso de agua en el aislante sólido, de acuerdo con la norma IEEE C57.106-2002 depende de la clase de voltaje del transformador, de la siguiente manera:

- < 69 kV, 3 % máximo
- 69 - < 230 kV, 2 % máximo
- 230 kV y superior, 1,25 % máximo

Otras normas y guías dan solo una clasificación del contenido de humedad. La Figura 2 muestra las categorías de humedad de acuerdo con algunos estándares y prácticas.

Aunque existen docenas de estándares y guías acerca de cómo lidiar con la humedad en el aislamiento de transformadores y reactores, el fenómeno de la humedad en el aislamiento sólido se considera un caso distinto del de la humedad en un medio aislante líquido o gaseoso. El Comité de transformadores de IEEE/PES formó un grupo de trabajo en 2012 para desarrollar un nuevo documento de referencia que tratará el problema de la humedad en el aislamiento sólido-gaseoso, sólido-líquido o sólido-líquido-gaseoso de transformadores y reactores en su totalidad, y que servirá para todos los estándares y guías de IEEE que traten acerca de la humedad, como referencia de base de conocimientos única.

## Humedad en transformadores de potencia

### Fuentes de humedad

Hay tres fuentes de contaminación por humedad en el aislamiento del transformador [4]:

- La humedad residual en los “componentes estructurales gruesos” que no se eliminó durante el secado de fábrica, o la humedad superficial recogida por el aislamiento durante el ensamblado
- El ingreso desde la atmósfera (la respiración durante los ciclos de carga, empaques con fugas y trampas de agua defectuosas; la exposición al aire húmedo durante el ensamblado en sitio o los procesos de mantenimiento o reparación); esta es la principal fuente de la acumulación de agua en los transformadores. Es deseable la detección temprana de los problemas de mantenimiento que permiten el ingreso de la humedad y solucionarlos, porque el secado o procesamiento de los transformadores es caro y que lleva tiempo. Para dar una idea aproximada: de acuerdo con el informe CIGRE 2004, A2-205, el tiempo necesario para secar un transformador de 400 MVA con 14 toneladas de aislamiento, de un promedio de humedad del 3 % a un 1,5 % con el método de fase de vapor que por lo general se realiza solo en la fábrica, es de un poco más de dos días. Con ciclos de circulación de aceite caliente más vacío, se requerirían casi 11 semanas (!); es evidente que lo mejor es evitar que se necesite realizar este procedimiento.
- Envejecimiento (descomposición) de la celulosa y el aceite.

La humedad residual excesiva puede permanecer en algunos componentes aislantes masivos, en particular en la madera y el plástico o en materiales impregnados con resinas, que necesitan tiempos de secado más extensos, en comparación con el papel y el cartón prensado. Por lo general, se trata de soportes de cables, soportes de estructuras en el cambiador de tomas bajo carga (OLTC), soportes de aislamiento para las bobinas del neutro del devanado, los cilindros, el aislamiento de soporte del núcleo, etc.

Los distintos materiales aislantes tienen tiempos de secado diferentes. El tiempo de secado es, más o menos, proporcionalmente inverso al grosor del aislamiento al cuadrado. Sin embargo, la estructura del material también es un factor importante; por ejemplo: el cartón prensado que tiene una alta densidad requiere de un tiempo de secado más largo que un cartón de menor densidad. [4].

### Medición de la humedad

#### Método directo

El contenido de humedad en el aislamiento sólido del transformador puede medirse directamente tomando una muestra del papel del transformador y midiendo su contenido de humedad mediante la valoración de Karl Fischer (KFT). Sin embargo, en la mayoría de los casos, éste no es muy práctico. Este método (KFT en muestras de papel) se considera en general como el estándar por el que se juzgan la validez de los métodos indirectos de medición de humedad, pero dejando a un lado lo poco práctico que resulta, este método también tiene sus problemas.

La valoración de Karl Fischer permite determinar rastros de cantidades de agua en una muestra, por medio del uso de la valoración volumétrica o coulombimétrica. El principio es añadir un agente reactivo (disolución estándar de yodo) a una solución que contenga una masa desconocida de agua hasta que toda el agua reaccione con el reactivo. Por la cantidad del reactivo puede calcularse la masa del agua.

Existen varios factores que pueden afectar los resultado de un análisis KFT, como por ejemplo:

- Siempre existe un ingreso de humedad atmosférica durante la toma de la muestra, su transporte y preparación. Esto ocurre en particular durante el muestreo de papel de transformadores abiertos.
- La celulosa vincula al agua con lazos químicos de diferentes fuerzas. No es posible tener la seguridad de que la energía térmica aplicada libere toda el agua.
- La temperatura de calentamiento y el tiempo ciertamente cambian el agua que se libera.

Los estudios han demostrado que los resultados de la valoración KFT pueden tener una comparabilidad deficiente entre distintos laboratorios [2]. Otro problema de las mediciones directas de la humedad en la celulosa es la distribución desigual de la humedad en un transformador. Para obtener un resultado “cierto” de una valoración KFT del papel, es importante tomar muchas muestras y realizar un promedio de los resultados.

El usuario debe estar consciente de la posibilidad de variaciones y, por tanto, comprender que una desviación en la comparación entre métodos indirectos y este (es decir, la medición directa de agua en el papel) no necesariamente indica una debilidad de los métodos evaluados.

## Humedad en transformadores de potencia

### Métodos indirectos

La mayoría de las herramientas de evaluación de humedad utilizan métodos de medición indirectos, en los que se miden propiedades de aislamientos que pueden estar relacionadas con el contenido de la humedad. Entre estas se incluyen las siguientes:

- Humedad en el aceite
  - Valores absolutos
  - Saturación relativa
- Mediciones de tangente delta/factor de potencia a la frecuencia de línea
- Mediciones de respuesta dieléctrica
  - Medición de tensión de retorno (RVM) – método de CC
  - Mediciones de corriente de polarización-despolarización (PDC) – método de CC
  - Mediciones de la respuesta de frecuencia dieléctrica (DFR/FDS) – método de CA

De estos métodos indirectos, los que se han aplicado tradicionalmente en la industria para la evaluación de la cantidad de agua en el papel aislante (por ejemplo, las mediciones de humedad en aceite y el uso de tablas de equilibrio) solo proporcionan evaluaciones precisas si se ha alcanzado equilibrio de humedad. Durante el funcionamiento normal de un transformador, en el que la temperatura interna del aparato varía durante el día, rara vez se logrará un equilibrio de la humedad entre el papel y el aceite, ya que las constantes de tiempo de los procesos dinámicos de temperatura y humedad son muy distintas [5]. En casos extremos (por ejemplo, el sello de un transformador dañado durante el envío), el ingreso de humedad resultante podría estar notablemente lejano de un estado de equilibrio en el transformador durante las pruebas consiguientes, dando lugar a una evaluación muy imprecisa del agua en el papel al utilizar mediciones tradicionales [6]. Dicho lo anterior, la medición de los niveles de humedad en el aceite es probablemente el método que se usa con más frecuencia para la evaluación de la humedad.

### Humedad en el aceite

Este enfoque consiste de tres pasos:

- Tomar una muestra del aceite bajo condiciones de servicio, anotando la temperatura del aceite.
- Realizar la medición del contenido de agua mediante la valoración de Karl Fischer.
- Derivar el contenido de humedad en el papel a través de las tablas de equilibrio.

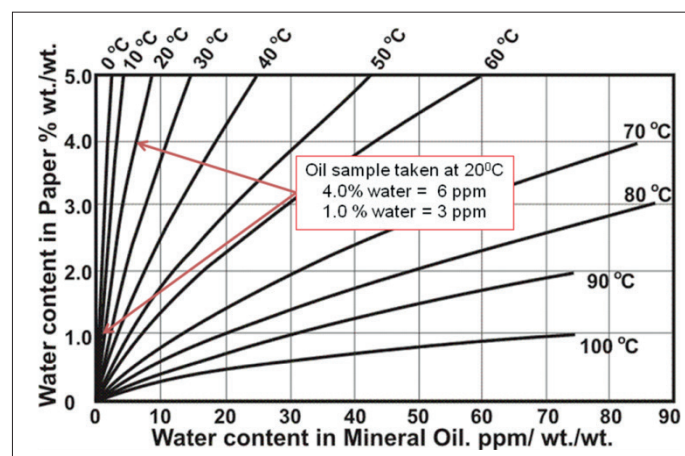


Figura 3. Tabla de equilibrio para contenido de humedad en papel contra contenido de agua en aceite a distintas temperaturas

Hay varios cuadros de equilibrio disponibles; la Figura 3 muestra el cuadro de "Oomen". Obsérvese el agudo declive en la región de baja temperatura, lo cual complica severamente la habilidad para leer y determinar el resultado correcto.

## Humedad en transformadores de potencia

El método de humedad en el aceite puede dar lugar a errores importantes, como por ejemplo:

- El muestreo, el transporte al laboratorio y las mediciones de humedad mediante KFT causan errores impredecibles.
- Los diagramas de equilibrio solo son válidos bajo condiciones de equilibrio (que depende de una temperatura constante, sin variaciones durante días o meses).
- Un declive pronunciado en la región de baja temperatura (en especial para aislantes secos) complica la lectura.
- El usuario obtiene resultados dispersos utilizando cuadros de equilibrio distintos.
- El equilibrio depende de la capacidad de absorción de humedad del aislamiento sólido y del aceite.

Se han documentado variaciones extremas en el estimado de humedad entre laboratorios que recibieron la misma muestra de aceite [2]. También deben observarse que, para aceites secos, los resultados también variaron dentro de un mismo laboratorio, con una desviación estándar típica de un 20 %. Además, las experiencias de campo han demostrado que el análisis de agua en aceite por lo general tiende a sobrestimar la humedad en el aislamiento sólido [7].

Un paso para mejorar el método de utilizar los diagramas de equilibrio es usar la *saturación relativa* en aceite (%) o la *actividad del agua* en lugar de la humedad por peso (ppm). En casos en los que se realizan mediciones directas con un sensor de aceite montado directamente en el transformador, se eliminan los problemas y errores de muestreo y transporte. Además, la capacidad de absorción de humedad depende menos de la temperatura y la influencia del envejecimiento del aceite en los niveles de saturación de humedad se vuelve insignificante, ya que ya está incluida en la saturación relativa [4]. Sin embargo, la precisión del método depende de la correcta aplicación de los cuadros específicos de materiales para traducir el porcentaje de humedad relativa a humedad en papel y, en última instancia requiere equilibrio.

## Mediciones de tangente delta/factor de potencia a frecuencia de línea

Una medición de tangente delta/factor de potencia a frecuencia de línea (50/60 Hz) es la medida de la pérdida combinada en aceite y celulosa. Se sabe que la medición no puede distinguir entre un transformador seco con aceite de servicio viejo, de un transformador húmedo con aceite nuevo. Además, el método por lo general es insensible a niveles de humedad de < 2,5 % tal como se indica en la Figura 4, que describe la relación entre los valores de tangente delta a frecuencia de línea y los niveles de humedad de un transformador tipo columna típico nuevo y viejo. La pendiente relativamente plana (respuesta) del factor de potencia/tangente delta con relación a los niveles de humedad en aumento significa una sensibilidad baja. Las pendientes no se vuelven más agudas (en el punto en el que el factor de potencia se vuelve más sensible a la humedad) sino hasta registrar una humedad de alrededor del 2,6 %, en el caso de un transformador nuevo.

Como se observa en la Figura 4, una medición de tangente delta/factor de potencia de 0,3 % (20 °C) podría indicar una humedad de 0,5 % a alrededor de 2,5 % dependiendo de la condición del aceite. En un caso de campo, después de que el aceite caliente se hubiera circulado durante 17 días con un filtrado de arcilla (tierra de batán), el transformador probado dio un resultado de un factor de potencia de 0,3 %, aunque la contaminación por humedad seguía siendo del 2,7 % (la medición relativamente baja del factor de potencia reflejaba la condición del aceite, que estaba como nuevo) [7]. Así que el valor de tangente delta/factor de potencia (a la frecuencia de línea) por sí sola no proporciona la información adecuada en cuanto al grado de contaminación por humedad presente.

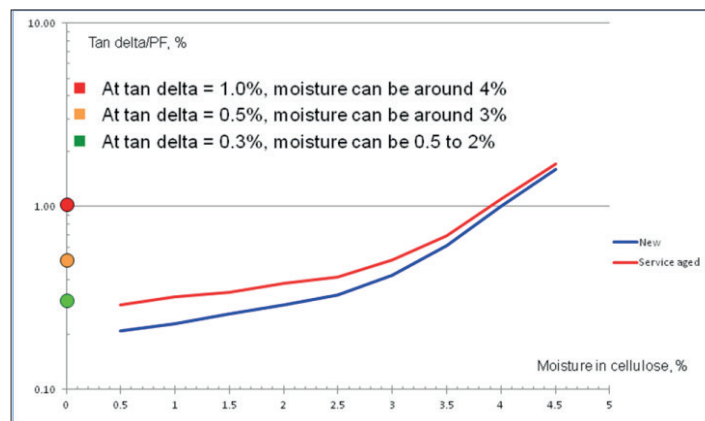


Figura 4. Tangente delta (% a 20 °C) contra humedad (%) de un transformador tipo columna típico nuevo y viejo

## Humedad en transformadores de potencia

También es bien sabido que las tablas/factores de corrección de temperatura de la prueba de tangente delta/factor de potencia estándar (TCF) que se proporcionan en los estándares y en los manuales de usuario/recomendaciones de muchos fabricantes de instrumentos son incorrectas para el transformador individual [8]. Esto añade una fuente adicional de imprecisión al método.

Los métodos de respuesta dieléctrica han surgido como alternativas atractivas, en gran parte debido a las imprecisiones que se obtienen con la mayoría de los otros métodos indirectos antes descritos. La versión para CA de este método de prueba eléctrica no intrusiva (basado en modelos) es muy fiable y de gran repetibilidad. No hay necesidad de esperar un equilibrio ni hay imprecisiones debidas al muestreo o al manejo del aceite, y la prueba puede realizarse como parte del paquete de pruebas eléctricas planificadas durante una parada operativa para mantenimiento.

### Mediciones de la respuesta dieléctrica

Las mediciones de la respuesta dieléctrica se pueden realizar en el dominio del tiempo (CC) o de la frecuencia (CA), e incluyen:

- **Métodos en CC – Dominio de tiempo**
  - Medición del tensión de retorno (RVM); tensión contra tiempo**
  - Medición de la corriente de polarización-despolarización (PDC); corriente contra tiempo**
- **Método en CA – Dominio de frecuencia**
  - Mediciones de la respuesta de frecuencia dieléctrica (DFR/FDS); factor de disipación y capacitancia contra frecuencia**

Se han realizado diversas pruebas y experimentos [9] para comparar el uso de estos métodos de respuesta dieléctrica (RVM, PDC y DFR/FDS) para el análisis del contenido de humedad de diferentes diseños de geometría de aislantes a distintas temperaturas (utilizando los programas de software correspondientes), con un análisis KFT.

Los resultados del análisis RVM diferían notablemente, aunque el contenido de humedad en papel fuera constante durante todas las mediciones. Aparecieron las dependencias en la conductividad del aceite, la temperatura y la geometría del aislamiento. Por tanto, el software RVM utilizado, que no tomaba en cuenta la geometría ni los parámetros del aceite, fue incapaz de evaluar correctamente la humedad en los sistemas de aislamiento papel-aceite.

Los resultados del análisis PDC mostraron una influencia mucho menor de la geometría del aislamiento y una menor dependencia de la temperatura, debido a que el software de interpretación utilizado se encargó de compensar ya esas influencias. Con una mayor conductividad del aceite, el contenido de humedad evaluado se incrementó, aunque en realidad permaneció constante. Sin embargo, los resultados de la simulación fueron muy próximos al nivel evaluado por la valoración de Karl Fischer.

El análisis DFR/FDS proporcionó la mejor compensación de la geometría del aislamiento. Al mismo tiempo, el papel parecía volverse más seco con el incremento de la temperatura. Esto realmente sucede debido a una difusión de la humedad en el papel, pero no al grado indicado. La tendencia observada revela más bien una compensación imperfecta de las variaciones de temperatura. Al igual que ocurre con otros métodos, una conductividad mayor del aceite da por resultado un ligero incremento del contenido estimado de humedad.

Las mediciones en CC y CA (por ejemplo, PDC y DFR/FDS) pueden llevarse a cabo en alta o baja tensión. También es posible combinar técnicas convirtiendo matemáticamente los datos del dominio de tiempo a datos del dominio de frecuencia, y viceversa [10]. Los métodos de CA suelen ser más confiables en entornos de subestaciones porque son más robustos en condiciones de interferencia elevada que los métodos en CC, en particular las mediciones en baja tensión de CC, que son muy sensibles a la interferencia de CC de, por ejemplo, la corona [Tabla 1]. La interferencia se sumará a la corriente de polarización medida que el software de análisis interpretará como una mayor humedad en el aislante.

Señales de interferencia	Tecnologías de medición DFR		
	CC en baja tensión	CA en baja tensión	CA en alta tensión
CA (50/60 Hz + armónicos)	Sensible	No sensible	No sensible
CC/MLF	Muy sensible	Sensible	No sensible

**Tabla 1. Sensibilidad al ruido de distintos métodos de medición de respuesta dieléctrica**

## Humedad en transformadores de potencia

### Mediciones de la respuesta de frecuencia dieléctrica

El primer instrumento de campo para mediciones DFR/FDS de transformadores, pasatapas (bushings) y cables se introdujo en 1995 [8]. Desde entonces, se han llevado a cabo diversas evaluaciones de la tecnología y, como ejemplo, varios proyectos/informes internacionales definen las mediciones de la respuesta dieléctrica junto con el modelo del aislamiento como el método preferido para la medición del contenido de humedad del aislante de celulosa en transformadores de potencia [2], [9], [7], [11].

En pruebas DFR, se mide la capacitancia y el factor de potencia/disipación. El principio de medición y la configuración son muy similares a la prueba tradicional de 50/60 Hz, con la diferencia de que se utiliza una tensión de medición mucho más baja (por ejemplo, 200 V pico) y en lugar de medir a la frecuencia de línea (50/60 Hz), las propiedades de aislamiento se miden en un rango de frecuencia, por lo general de 1 kHz hasta 1 MHz.

Los resultados se presentan como capacitancia y tangente delta/factor de potencia contra frecuencia. La configuración de las mediciones se muestra en la Figura 5, mientras que en la Figura 6 aparecen los resultados típicos de un DFR, de mediciones en transformadores en diferentes condiciones.

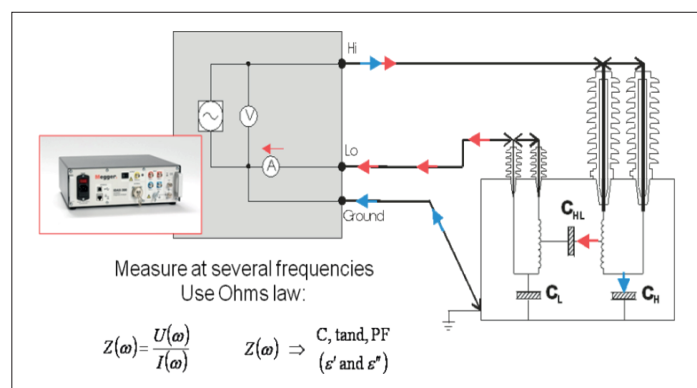


Figura 5. Configuración de la prueba DFR/FDS

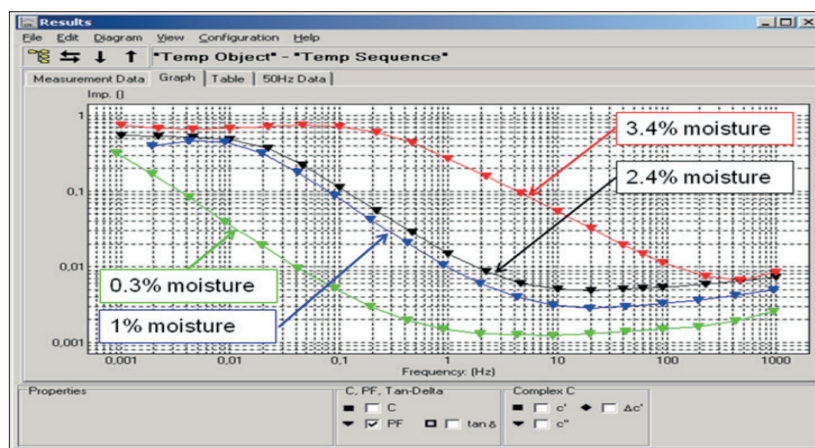


Figura 6. Mediciones DFR en cuatro transformadores distintos, a diferentes temperaturas con contenido de humedad que varía de 0,3 % a 3,4 %

### Evaluación de la humedad

El método de utilizar el DFR para determinar el contenido de humedad en el aislante de papel-aceite en el interior de un transformador de potencia inmerso en aceite se ha descrito en detalle en varios trabajos y artículos en otras partes [2], [9], [11], [12] y en este boletín simplemente se realiza un breve resumen.

El factor de disipación de un aislamiento de celulosa/aceite graficado contra la frecuencia, muestra una curva típica en forma de S invertida. Con el incremento de temperatura, la curva se desplaza hacia frecuencias más altas. La humedad afecta principalmente las áreas de baja y alta

## Humedad en transformadores de potencia

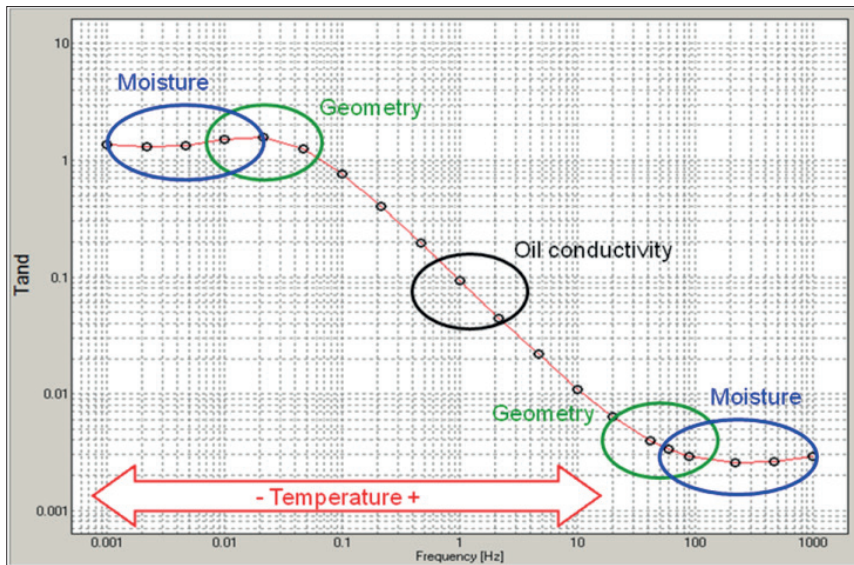


Figura 7. Parámetros que afectan el factor de disipación en diversas frecuencias

frecuencia. La sección media de la curva con la pendiente pronunciada refleja la conductividad del aceite. La Figura 7 ilustra la influencia de los parámetros en la curva de referencia.

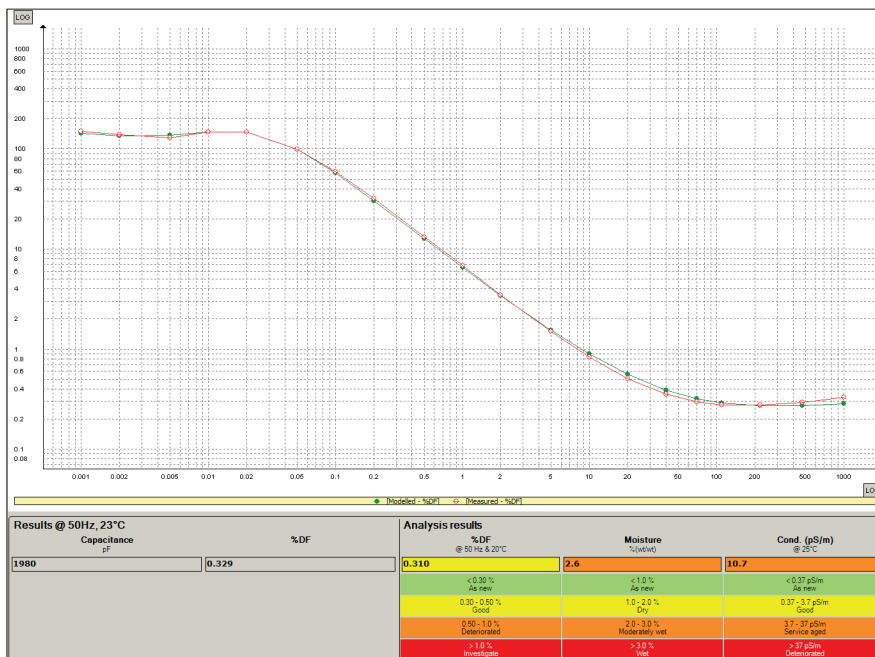


Figura 8. Análisis/evaluación DFR del aislamiento

La utilización de DFR para la determinación de la humedad se basa en una comparación de la respuesta dieléctrica medida del transformador con una respuesta dieléctrica modelo (curva de referencia). Un algoritmo de ajuste sintetiza una respuesta dieléctrica modelada y proporciona una curva de referencia que refleja al transformador medido. Los resultados se muestran como el contenido de humedad, junto con la conductividad del aceite y la prueba de tangente delta/factor de potencia de frecuencia de línea corregida por temperatura. Solo la temperatura del aislante (la temperatura máxima del aceite o la temperatura del devanado) se tiene que ingresar como un parámetro fijo. La Figura 8 muestra los resultados después de la evaluación/análisis del aislante.

## Humedad en transformadores de potencia

### Referencias

---

- [1] T. Prevost, "Insulating Materials", IEEE PES Boston Chapter Transformer Seminar, Junio de 2010.
- [2] CIGRE Technical Brochure 414, "Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings", 2010
- [3] Lars E. Lundgaard, Walter Hansen, Dag Jinhjell y Terence J. Painter, "Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers", IEEE Trans. On Power delivery, Vol. 19, Núm. 1, Enero de 2004, pp. 230-239
- [4] CIGRE Technical Brochure 349, "Moisture Equilibrium and Moisture Migration Within Transformer Insulation Systems", 2008
- [5] Belén García, Diego Sarcia, Guillermo Robles, "Development of a Moisture-in-Solid-Insulation Sensor for Power Transformers", PMCID: PMC4367376, Febrero de 2015.
- [6] Kenneth Budin, Meng Lee, "Detection of Moisture Content in Power Transformers", Transmission & Distribution magazine, Agosto/septiembre de 2011.
- [7] Matz Ohlen, Ali Dawood, "Moisture in Power Transformers – How to Estimate and What to Do", GCC – Conferencia internacional CIGRE, 2016.
- [8] U. Gäfvert et al, "Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain Applied to Diagnostics of Power Transformers", 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, 21 al 26 de junio de 2000, Xi'an, China.
- [9] IEEE C57.12.90-2006, IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers
- [10] Andreas Gruber, "Online Treatment of Transformers and Regeneration of Insulating Oil", TechCon AsiaPacific 2009
- [11] S.M. Gubanski et al, "Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System. REDIATool - a European Research Project", trabajo D1-207 CIGRE 2006
- [12] Mats Karlstrom et al, "Dielectric Response Measurements in Frequency, Temperature and Time Domain", TechCon AsiaPacific 2013