



## HUMEDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y LAS PRINCIPALES TÉCNICAS DE DIAGNOSTICO

**Eduardo Velázquez Castillo, M.Sc. Ing.**  
Superintendencia de Materiales  
Central Hidroeléctrica de Itaipu  
Paraguay

**Nora Díaz Mora, Dra. Ing.**  
LaMat - Laboratório de Materiais  
UNIOESTE/PTI - Foz do Iguaçu  
Brasil

### RESUMEN

En este trabajo se presentan las principales técnicas de diagnóstico y medición de humedad en transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral aislante, incluyendo las etapas de fabricación, montaje en campo y la operación. En ese sentido, se analiza la eficiencia y utilidad de los métodos más tradicionales, como ser Humedad Relativa de la Superficie de Aislación (URSI), Análisis Físico Químico del aceite aislante, así como el Análisis de Respuesta Dieléctrica (DRA): i) Medición de la Tensión de Retorno (RVM); ii) Espectroscopia Dieléctrica en el dominio del tiempo (PDC), con mediciones de corriente de Polarización y Despolarización; iii) Espectroscopia Dieléctrica en el dominio de la Frecuencia (FDS). Los autores destacan la necesidad de realizar ensayos de medición de la respuesta dieléctrica del aislamiento a una amplia banda de frecuencia y cotejar los resultados acusados por las técnicas aplicadas actualmente, con la principal finalidad de consolidar las metodologías, validando de esta forma un diagnóstico integrado confiable para una toma de decisión al respecto de la necesidad de intervención correctiva o una eventual revitalización, acorde las exigencias del suministro de energía.

### PALABRAS CLAVES

Transformador, humedad, aislación sólida, dieléctrico, Análisis de Respuesta Dieléctrica.

## 1 INTRODUCCIÓN

A pesar del avance tecnológico actual, las técnicas preventivas y predictivas disponibles aun no son completamente eficaces para predecir o prevenir ciertos tipos de fallas en los transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral aislante y por consiguiente no es posible estimar con exactitud la vida útil remanente de los mismos.

Amplia investigación ha permitido constatar que la vida útil del transformador está directamente relacionada con la integridad del aislante sólido (derivados de la celulosa). En la Central Hidroeléctrica de Itaipu, las principales técnicas de diagnóstico del grado de deterioro del aislante sólido están centradas en los ensayos de cromatografía de gas, DGA, aliados a los ensayos físico químicos del aceite a partir de los cuales se obtienen los parámetros físico-químicos más importantes que son controlados periódicamente, entre ellos se destacan la rigidez dieléctrica, factor de pérdidas, índice de neutralización y contenido de humedad. Siendo este último, uno de los principales parámetros, sino el peor en la pérdida de estabilidad del aceite aislante, y considerando que la humedad excesiva puede conducir a daños catastróficos debido a las descargas parciales, degradación superficial o descargas disruptivas [1].

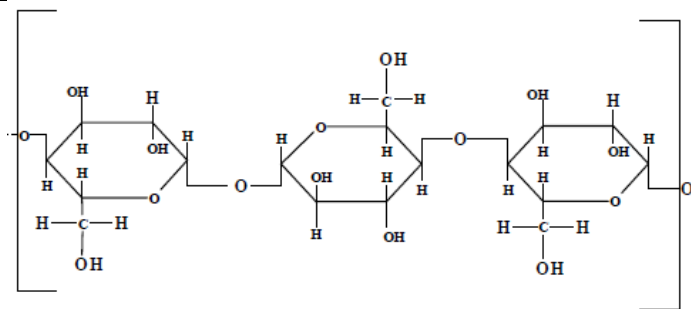
En este trabajo se presentan las técnicas aplicadas para la medición de humedad en los transformadores de potencia de la Central Hidroeléctrica de Itaipu – CHI desde la etapa de inspección en fábrica, montaje en campo y durante la operación, haciendo una evaluación con base a las informaciones constantes del banco de datos a lo largo de la vida operacional de dichos equipos, actualizados hasta el año 2015.

Además, se analiza la eficiencia y utilidad de los métodos más tradicionales, como ser Humedad Relativa de la Superficie de Aislación (URSI), Análisis Físico Químico del aceite aislante y es discutido el Análisis de Respuesta Dieléctrica (DRA): i) Medición de la Tensión de Retorno (RVM); ii) Espectroscopia Dieléctrica en el dominio del tiempo (PDC), con mediciones de corriente de Polarización y Despolarización; iii) Espectroscopia Dieléctrica en el dominio de la Frecuencia (FDS).

## 2 ORIGEN DE LA HUMEDAD EN LOS TRASFORMADORES DE POTENCIA

Parece desconcertante que, a pesar de todos los avances tecnológicos y el desarrollo de nuevos materiales para la construcción de cables, condensadores especiales y otros, el viejo sistema papel\_aislante/aceite\_mineral, continúe siendo usado en la mayoría de los transformadores de potencia, instalados desde su invención en 1890 hasta la actualidad, y que no se vislumbren a corto plazo perspectivas de sustitución. Esto se puede atribuir a la eficiencia del sistema en lo referente a sus características eléctricas, mecánicas, térmicas, así como a los costos reducidos [2]. Sin embargo esos materiales sufren naturalmente un proceso de degradación que compromete sus propiedades originales, lo que contribuye en la reducción de la vida útil del equipo. El papel aislante es un material polimérico que sufre degradación por la influencia de fenómenos físicos (energía térmica) y químicos del medio (presencia de solventes y reacciones químicas) que provocan la ruptura de los enlaces covalentes y de Van der Waals, que modifican su estructura y afectan inevitablemente las propiedades del material. En la Figura 1, es mostrada la estructura molecular de la celulosa. Así el papel es formado de fibras de celulosa extraídas de la madera. Las fibras se forman por moléculas de celulosa ((C6H10O5)<sub>n</sub> que consisten de monómeros de glucosa ligados entre sí por enlaces de hidrógeno (grupos hidroxilo).

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016



**Figura 1- Estructura molecular de la celulosa.**

La longitud promedio de las moléculas de celulosa se determina como el grado de polimerización (GP), que expresa el número medio de anillos de glucosa por molécula de celulosa, alcanzando un intervalo de 1000-1400 para papeles nuevos. Existe extensa literatura documentando la degradación química del papel aislante como una de las causas más comunes de defectos graves en los transformadores, esto debido a la reducción del GP de la celulosa y debido a la destrucción de los enlaces entre fibras del aislamiento sólido [3,4,5]. Estos procesos que implican la ruptura de cadenas de polímero, conducen a una disminución de la resistencia mecánica del papel, además de producir sustancias tales como hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, agua etc. y compuestos furánicos, CFs, especialmente FAL-2 y 5-HMF [3]. El calor, la humedad y el oxígeno son los tres factores más importantes en la degradación del papel kraft. Sin embargo, es en la presencia de humedad y oxígeno que se centra la mayor preocupación de los expertos.

La humedad está siempre presente en los aislamientos, la misma puede ser: (i) agua residual remanente del procesamiento del papel y de la etapa de fabricación de los equipamientos después del secado; (ii) la humedad proveniente del ambiente donde está instalado el equipo y (iii) la humedad procedente de la oxidación del aceite durante la operación del transformador y después transferida para la celulosa acelerando el proceso de envejecimiento de la misma

El papel kraft termo estabilizado de origen celulósico utilizado en los bobinados, así como todo polímero tiene que pasar por diferentes etapas para llegar a su formato final. Durante el procesamiento, el mismo está sujeto a tratamiento térmico, la tensión de cizallamiento, y en mayor o menor grado a exposición al oxígeno. En el caso de aislante sólido para Transformadores una humedad alrededor de 6-8% es necesaria para permitir que el material sea prensado. Esta humedad es removida en la fabricación del transformador y se reduce a valores entre 0,3 hasta 0,5% en la etapa final. Sin embargo, la humedad no se debe eliminar completamente porque esto perjudicaría las propiedades mecánicas del aislamiento ya que el calor excesivo conduce a la pérdida de flexibilidad, así que contenidos de humedad inferiores a 0,1% no son deseables. Por lo tanto, hay una humedad residual inherente de la transformación material cuando deja la fábrica que sirve como catalizador de las reacciones de degradación del material polimérico.

Una vez concluidos satisfactoriamente todos los ensayos de recepción en fábrica, el transformador es desmontado, es decir son retirados todos los componentes, y en la secuencia es realizado el primer ensayo de humedad relativa de la superficie de aislamiento - URSI, previo al transporte. Estos niveles de humedad indefectiblemente son aumentados, a pesar de ser tomadas todas las precauciones durante el transporte, y considerando que es prácticamente inevitable la entrada de humedad en el proceso de montaje en campo, donde es realizado el segundo ensayo de URSI, antes de iniciar el montaje, que luego de ser concluido, debe ser realizado el tercer ensayo URSI. En el caso de Itaipu, en todos los casos, es admisible un valor menor o igual a 0,5%.

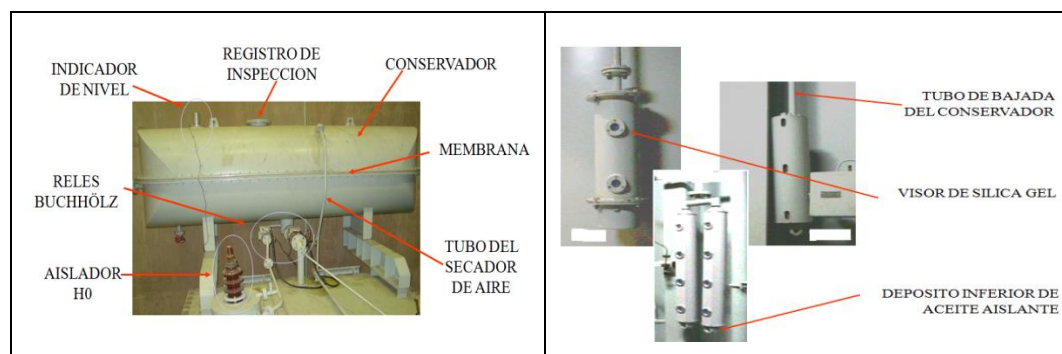
Otra forma de aumento de la concentración de humedad en el sistema aceite-papel es la humedad atmosférica local. A pesar que las usinas cuentan con diferentes sistemas de preservación que limitan la

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

exposición del sistema de aislamiento de los transformadores a la atmósfera al tiempo que permite la expansión y contracción térmica del aceite debido a la carga y las condiciones ambientales, es inevitable la posibilidad de absorción de humedad. En el caso de la Itaipu la humedad relativa del aire alcanza niveles superiores a 70% a lo largo de todo el año y por lo tanto es prácticamente imposible evitarse la contaminación por humedad en el sistema.

Los sistemas sellados utilizan una cámara de gas que puede ser regulada o estática, o tanque conservador aislado de la atmosfera utilizando una membrana, para proveer espacio para las fluctuaciones de volumen debidas a la variación de la temperatura de los arrollamientos, del medio ambiente y en consecuencia la del propio líquido aislante. También existen los tanques conservadores con respiración a través del secador de aire, generalmente compuesto de gel de sílice (filtro de humedad) y un pequeño envase de aceite que permite filtrar los otros contaminantes y polvo, como es el caso del sistema instalado en los transformadores de la Hidroeléctrica de Itaipu Binacional (Figura 2). En estos casos, el conservador de aceite contiene en su interior una membrana o bolsa de goma que evita de alguna manera el contacto directo del líquido aislante con el aire de la atmósfera.

Sin embargo, este material puede saturarse. Por otro lado, el material de las juntas también se deteriora con el tiempo y permitir la penetración de humedad en el sistema de aislamiento. Finalmente los procedimientos de mantenimiento a menudo incluyen la apertura de agujeros de inspección o el remplazo de boquillas, exponiendo de este modo el sistema de aislamientos a la atmosfera, contribuyendo con entrada de humedad.



**Figura 2. Tanque conservador y secador de aire**

Finalmente otra fuente de humedad es aquella originada por el propio proceso de envejecimiento de la celulosa, o sea la despolimerización.

Como mencionado anteriormente, la calidad del papel para uso en transformadores puede ser verificada a través del Grado de Polimerización (GP), parámetro que exprime el número medio de anillos de glucosa, que constituyen la molécula polimérica de la celulosa [6]. Para papeles nuevos, un valor inicial estimado del GP es cerca de 1000 a 1300, siendo reducido para aproximadamente 900 a 950, aún antes que el transformador entre en operación debido a los procesos preliminares de secado del mismo en fabrica [7] y una vez en servicio la reducción es aún mayor. Para un GP entre 950 y 500, la rigidez mecánica es constante, pero entre 500-200 esta decrece en proporción directa al GP. A un GP de 150 la rigidez mecánica se reduce a 20% de su valor inicial y debajo de este valor el papel no tiene rigidez mecánica alguna, por lo que en la industria se considera que debajo de un valor de GP igual a 200, el papel pierde todas sus propiedades mecánicas y el equipo es susceptible a daños severos o fallas francas [8].

El envejecimiento del aislamiento solido de los transformadores, depende de las sollicitaciones mecánicas y/o eléctricas a que este material está sometido. Ese proceso es acelerado por los efectos combinados de

**XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ**  
**25 y 26 de Agosto de 2016**

temperatura, humedad y el oxígeno que provocan la pérdida de las propiedades originales del papel por la despolimerización de la celulosa. Así, cuando el valor del Grado de Polimerización (GP) disminuye se producen, entre otros compuestos: monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), agua (H<sub>2</sub>O) y compuestos furánicos, tales como 2-furfuraldeído, comúnmente llamado 2-fal. Sin embargo, en modelos experimentales, han sido encontrados además otros compuestos furánicos como furfurool (FOL), 2-acetil-furano (AF), 5-metil-2-fufural (MF) y 5-hidroximetil-2-furfural (HMF) [9].

Los mecanismos de envejecimiento del papel aislante en transformadores en operación [6] son los siguientes: (i) Envejecimiento térmico – ya que la energía térmica modifica los enlaces químicos en la molécula de la celulosa dando origen a moléculas menores tales como, H<sub>2</sub>O (humedad), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), hidrogeno (H<sub>2</sub>), compuestos furánicos, CFs, y otros productos; (ii) Envejecimiento oxidativo – En presencia de oxígeno los enlaces entre las cadenas poliméricas se fragilizan (puentes de hidrogeno) llevando al rompimiento de las mismas y como resultado de este proceso son producidos los óxidos de carbono CO e CO<sub>2</sub>, y H<sub>2</sub>O, la cual contribuye con la reacción secundaria de hidrólisis. (iii) Envejecimiento hidrolítico. La degradación de celulosa causada por el agua es llamada de hidrólisis. La misma es catalizada por un ácido que quiebra los enlaces entre los anillos de glicosidación, causando la ruptura de la cadena polimérica. A pesar de las reacciones intermediarias que ocurren, el resultado final es la reducción del tamaño de la macromolécula con la consecuente fragilización de las fibras y formación de los CFs y otros productos.

En resumen, los principales productos del envejecimiento del papel son el agua y dióxido de carbono seguidos de los compuestos furánicos pero también son producidos alcoholes, ácidos e hidrocarburos aromáticos y alifáticos [10].

Los papeles termo estabilizados pueden producir los mismos productos de envejecimiento del papel Kraft común, pero, más lentamente considerando las mismas condiciones. La termo estabilización promueve un atraso de los mecanismos de envejecimiento [11].

### **3 CONSECUENCIAS DE LA HUMEDAD EN LOS TRASFORMADORES**

La entrada de humedad en los aislamientos de papel-aceite puede tener tres efectos peligrosos: reduce la resistencia eléctrica no disruptiva; acelera el envejecimiento de la celulosa (despolimerización) y provoca emisiones de burbujas de gas a alta temperatura. Normalmente la parte sólida de los aislamientos, por ejemplo cartón prensado, papel y madera, retiene la mayor parte del agua, 2000 veces más que el aceite. De aquí que la concentración de humedad del aislamiento de papel sea mucho más importante que la del aceite.

Algunos estudios demuestran que cuando el sistema de aislamiento (aceite mineral / papel) se somete a calor en condiciones normales de funcionamiento del equipo, hay evolución de hidrógeno e hidrocarburos de bajo peso molecular, así como monóxido de carbono y dióxido de carbono debido a la oxidación de la celulosa. Esta formación de gases es continua, pero a niveles relativamente bajos para ciertos períodos de tiempo. Sin embargo, cuando el sistema se somete a aumento de la temperatura debido a una falla o anomalía durante el funcionamiento del equipo, existe un aumento significativo en la cantidad de los gases producidos. Los gases más significativos producidos por la descomposición del aceite aislante son: hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno. La metodología utilizada por las compañías eléctricas para interpretar el análisis de gases producidos por la degradación del aceite y/o celulosa se basa en la naturaleza y cantidades relativas de esos gases en diferentes condiciones de falla [12].

La cromatografía gaseosa es aplicada para acompañar la evolución de los gases disueltos en el aceite aislante y estableciendo las relaciones entre ellos y de acuerdo con los criterios preestablecidos en las



XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

normas nacionales e internacionales en vigencia, es posible identificar la falla incipiente que se está desarrollando y su gravedad antes que daños mayores puedan ocurrir al equipo.

## 4 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA HUMEDAD

De acuerdo a la literatura existen diversos métodos que objetivan para determinar la humedad en los transformadores de potencia. Sin embargo, aún existen dificultades para o cuantificar y especialmente localizar los puntos críticos de humedad, hecho éste, agravado por los problemas inherentes de la localización de los puntos calientes en el transformador, con sus dificultades ya conocidas en el área.

### 4.1 Humedad Relativa de la Superficie de Aislación - URSI

El método utilizado tradicionalmente por las empresas de energía eléctrica para medir el contenido de humedad del aislamiento sólido se conoce como URSI (humedad relativa de la superficie de aislamiento). La URSI se mide con el transformador lleno de nitrógeno o aire sintético super-seco y después de un período de equilibrio de al menos 24 horas, se mide el punto de rocío del gas junto con la temperatura de la parte activa y a través de un diagrama se obtiene la humedad del papel. Las restricciones a la aplicación del método son, además de la necesidad del drenado del aceite aislante, y que también sólo se evalúa la humedad de la superficie y no toda la masa de papel. El ensayo fue desarrollado originalmente para ensayos de campo en transformadores recién salidos de la fábrica, donde debido al proceso de secado después del montaje, son inseridos cuerpos de prueba junto con la parte activa en la estufa y posteriormente sometidos a ensayo para garantizar que la parte activa presenta valores bajos de humedad.

### 4.2 Análisis físico químico del aceite aislante

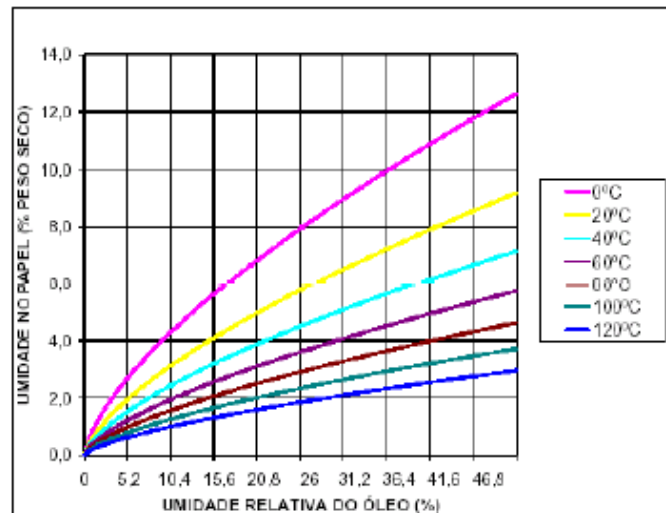
Es sabido que la vida útil del transformador depende de la vida útil del papel aislante y éste a su vez depende del estado de oxidación del aceite aislante. El deterioro del papel aislante se acelera por la oxidación del aceite, así, entre menos oxidado esté el aceite más lento será el proceso de deterioro de la celulosa [10]. Comúnmente como parte del mantenimiento preventivo el grado de deterioro del aceite también es acompañado con ensayos físico químicos periódicos. Los parámetros obtenidos por medio de estos ensayos conforme recomendado por la IEC 60422, y fundamentados en las respectivas normas técnicas son entre otros, el índice de neutralización, densidad, contenido de humedad, rigidez dieléctrica, factor de pérdidas dieléctricas, viscosidad y tensión interfacial.

Debe destacarse aquí la importancia del parámetro “contenido de humedad” el cual representa una medida directa de la cantidad de agua disuelta en el aceite en miligramos de agua por kilogramo de aceite (ppm). Contenidos de humedad mayores a 50 ppm, indican la necesidad de realizar un tratamiento del aceite para remover inmediatamente la humedad y disminuir la impregnación de la parte activa, pues que existe una relación directa entre la concentración de  $2f_{al}$  y el tenor de agua en el papel indicando un efecto catalizador de humedad en el proceso de degradación del papel [11]. Por otro lado, una vez que compuestos furánicos derivados de la degradación del papel son hidrofílicos, hay un aumento pronunciado de su solubilidad en el aceite cuando el tenor de agua aumenta.

La medición directa del tenor de agua en el papel es difícil por la necesidad de acceder a los arrollamientos, lo cual implica en desconectar el equipo y drenar aceite, por ese motivo, en las empresas se determina el contenido de humedad en el papel indirectamente por la medición del tenor de humedad en el aceite y ese valor se correlaciona con el contenido de humedad en el papel. La condición es que exista un estado estable de equilibrio de la humedad entre todos los materiales que integran el transformador. El método para la medición de la humedad del papel vía diagrama de equilibrio consiste en extraer una muestra de aceite del transformador y por el método de valoración de Karl Fischer se mide el agua en el aceite. La

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

relación entre la humedad relativa en el aceite (% de saturación) y el tenor de agua en el papel (% de la masa), es dada por las curvas mostradas en la Figura 3. Cabe destacar, que la condición básica para la correcta aplicación de estas curvas es que exista el equilibrio entre la humedad en el aceite y la humedad en el papel. Este equilibrio es obtenido, idealmente, si la temperatura del transformador permanece estable por un largo período de tiempo. En la práctica, esta condición ideal es imposible de ser alcanzada; aunque una condición de equilibrio aceptable es obtenida, en temperaturas superiores a 80°C, con variación total de temperatura menor que 30°C durante el tiempo necesario para la migración del agua [12].



**Figura 3. Relación H<sub>2</sub>O (ppm) en el aceite y H<sub>2</sub>O (%) en el papel**

Existen otros ensayos físico-químicos que guardan relación con la detección de humedad en los transformadores de potencia de los cuales se destacan los siguientes:

- Saturación relativa de la humedad del papel;
- humedad en el papel por isoterma de absorción;
- análisis de Furan;
- humedad del papel vía utilización del ensayo de Karl Fisher;

Sin embargo, existen dificultades para la realización de todos estos ensayos, algunas de ellas están relacionadas con la infraestructura de los laboratorios de las empresas y principalmente con la interpretación y validez de los resultados obtenidos. Por ejemplo, como citado anteriormente en el caso de la aplicación del método de medición de la humedad del papel vía diagrama de equilibrio (Figura 3), es esencial que los materiales estén en equilibrio lo cual es prácticamente imposible a temperaturas de operación normal.

### 4.3 Humedad del papel vía utilización del ensayo de Karl Fisher

Este método está descrito en ASTM -D3727 siendo el único método estándar que actualmente cubre la metodología para determinar el contenido de humedad en papel impregnado en aceite. Existen variantes de este método en donde la principal diferencia consiste en el uso de metanol o calor para extraer el agua de la muestra de papel. Sin embargo, este método y sus variantes están limitados por la dificultad de obtener muestras de papel de transformadores en operación especialmente de las regiones de puntos calientes, por lo general desconocidos. Además, la precisión de los resultados se ve afectada por la absorción de humedad durante la obtención, transporte y preparación de la muestra, así como la incertidumbre con relación a efectividad del método en extraer toda el agua de la muestra de papel y el hecho de que laboratorios tratan de manera diferente condiciones no cubiertas por las normas técnicas pertinentes [15].

También se debe llevar en cuenta que en condiciones de operación normal del transformador difícilmente se tendrá una situación de equilibrio del sistema papel/aceite, principalmente considerando el hecho de que el papel es cerca de 800 veces más higroscopio que el aceite. Métodos como este presentan como mayor obstáculo además de la exigencia de la retirada del transformador de operación, la accesibilidad limitada, ya que una muestra de papel puede no ser representativa de las condiciones generales del aislamiento sólido [13].

#### 4.4 Análisis de Respuesta Dieléctrica (DRA)

Hay tres métodos basados en la Análisis de Respuesta Dieléctrica: i) Medición de la Tensión de retorno (RVM); ii) espectroscopia dieléctrica en el dominio del tiempo (PDC); y iii) espectroscopia dieléctrica en el dominio de la frecuencia (FDS). Los dos primeros métodos (RVM y PDC) analizan la respuesta dieléctrica en el dominio del tiempo y el tercero (FDS) en el dominio de la frecuencia.

En el método RVM la tensión de retorno es la tensión capaz de revertir el dieléctrico después de un cierto tiempo de carga. La misma varía con el tiempo de carga por lo que se realizan diferentes ciclos de manera a obtener la curva de la tensión de retorno frente a este tiempo de carga. Mediante este ensayo se obtiene el espectro de polarización del dieléctrico que incorpora a la vez información, tanto de la humedad disuelta, como de la degradación de sus componentes. El ensayo de tensión de retorno persigue determinar el “espectro temporal” de los distintos circuitos Ra/Ca que incorporan la información de humedad /degradación del dieléctrico.

Es de destacar que el método RVM no considera las exactas condiciones del aceite, la conductividad, la geometría del aislamiento sólido y las propiedades de los materiales internos y también usa antiguas interpretaciones (derivadas de los modelos con placas de condensadores homogéneos) además solamente utiliza la constante del dominio del tiempo y la máxima tensión de polarización. Por esos motivos los tenores de humedad medidos por RVM no pueden ser considerados como correctos [14].

La espectroscopia dieléctrica en el dominio del tiempo (PDC), permite evaluar la humedad del sistema papel/aceite a partir de la respuesta de la aislación, en el dominio del tiempo, a niveles de tensión de hasta 2 kV, entre 2.000 s y 10.000 s, parámetros estos que pueden variar de acuerdo al equipo usado. El principio es similar al método RVM, sin embargo, el análisis es realizado sobre la respuesta a un largo paso de tensión de carga, seguido de un corto-circuito parcial.

La espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS), tiene como base fundamental la interacción entre la materia y la energía radiante al momento de aplicar una señal. Esto permite identificar la estructura química de un compuesto, lo que puede ser aplicado para la detección de un factor de humedad y temperatura dentro de un transformador de potencia. [16]

La espectroscopia dieléctrica en el dominio de la frecuencia (FDS), consiste en la aplicación de una tensión sinusoidal, usualmente 200 V<sub>pico</sub>, de frecuencia variable, entre 0,1 mHz y 1 kHz, parámetros estos que pueden variar de acuerdo al equipo usado, para obtener las componentes de la impedancia (compleja) en la forma de un espectro. Este procedimiento permite correcciones en función de la conductividad del aceite aislante (si conocida) en el tenor de humedad del papel impregnado con aceite y de los parámetros dimensionales del transformador, especialmente de la geometría de la aislación entre los arrollamientos de alta y baja tensión.

De estas tres técnicas la respuesta dieléctrica en el dominio de la frecuencia ha resultado ser la más confiable para verificar la humedad en los aislamientos. Las pérdidas dieléctricas están relacionadas con la





**XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016**

humedad en el aislamiento y al medirlas en un amplio rango de frecuencias se observó que la región de baja frecuencia es mucho más sensible a los cambios de humedad que la región de alta frecuencia [15].

Las mediciones en el dominio de tiempo se pueden efectuar en un corto período de tiempo pero se limitan a bajas frecuencias. En contraposición, las mediciones en el dominio de la frecuencia son factibles a altas frecuencias, pero llevan muchísimo tiempo a bajas frecuencias. Sin embargo, existen actualmente disponibles en el mercado equipos que alían ambas técnicas PDC y FDS, reuniendo las ventajas de ambos principios y que aliadas deben permitir obtener diagnósticos del nivel de humedad más confiables.

## **5 MEDICIÓN DE HUMEDAD EN LOS TRANSFORMADORES DE LA ITAIPU**

En un trabajo anterior fue realizada la evaluación del estado actual, de los transformadores principales de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de Itaipu – CHI y fue presentado un diagnóstico de la vida útil y remanente de los mismos, con base en las informaciones constantes del banco de datos y experiencias acumuladas a lo largo de la vida operacional de dichos equipos [1]. Sin embargo, fue verificada la falta de correlación entre los diferentes parámetros o diagnósticos disponibles, como ser la correlación entre la cantidad de compuestos furánicos (2-Fal) contenidos en el aceite aislante y el grado de polimerización (GP) del papel, así como el Análisis de Gases Disueltos (DGA) y los parámetros fisicoquímicos.

Cabe destacar que transcurridos 4 años, los autores verificaron que los indicativos de humedad fueron los únicos parámetros que presentaron alguna tendencia apreciable; como resultado de una evaluación de los datos referentes a análisis fisicoquímico y cromatográfico del aceite mineral aislante constantes del banco de datos de estos equipamientos, actualizados al año 2015, como discutido a seguir.

En las Tablas 1, 2 y 3, son indicados los transformadores cuyos valores de humedad se encuentran en el límite, o sea con tenor de humedad  $\geq 6$  ppm, que corresponde al valor aproximado de 2 (% peso seco), valor a partir del cual, la formación de burbujas tiene una elevada probabilidad de ocurrir, en dependencia directa de la elevación de temperatura. Además, fueron colocados los principales gases disueltos en el aceite, obtenidos por cromatografía gaseosa, con la intención de correlacionarlos de alguna forma con el tenor de humedad.

Cabe destacar que en la gran mayoría de los casos, se observa una clara relación entre el aumento de la humedad y el factor  $CO_2/CO$ , con valores fuera del rango recomendado, lo cual amerita un análisis y acompañamiento más detallado.

En la Tabla 1 se observa que en el caso del transformador nro. 01 el aumento de la humedad guarda relación con el aumento de los gases etileno, etano, metano y oxígeno. Sin embargo en el caso del transformador nro. 02, que aunque con tenor de humedad de 7 ppm, que corresponde al valor aproximado de 2,2 (% peso seco), no se verifica ninguna correlación con el aumento de ninguno de los gases, así como en los demás transformadores indicados en esa Tabla.



XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

**Tabla 3. Principales parametros transformadores 11 al 15**

TRAFO	ENTRADA EN OPERACION	FECHA	GASES DISUELTOS EN EL ACEITE (ppm) - CROMATOGRAFIA												OTROS CRITERIOS				FISICO-QUIMICO - PARAMETROS PRICIPALES				
			C2H2 - ACEITE -< 5	C2H4 - ETILEN -< 100	C2H6 - ETANO -< 55	C4H6 - METANO -< 100	CO - MONOXIDO -< 500	H2 - HIDROGEN -< 100	CO2 - BIODIEN -< 5.000	HC - HIDROGEN -< 50.000	O2 - ORIGENO -< 2.500	COFACO2: 0,01 - 0,3	COFACO2: 0,01 - 0,3	TEMP: 210 - 230	TEC: 100 - 130	RIGIDEZ DIELECTRICA A REF > 60 (KV) - IEC 156	TANG DELTA A 30°C - IEC 247	INDICE DE NEUTRALIZ. REF <= 0,15 (mgKOH/g) ASTM D-374	T DE AGUA (ppm) a 20°C REF. <= 6 ASTM D-1555	*HUMEDAD DEL PAPEL (PESO SECO) <2			
NRO. 11	21/01/1931	17/02/2012	0	6	0	13	152	4	1230	26484	1520	<b>8,49</b>	8	19	175	98	0,14	0,01	2	0,8			
		12/12/2012	0	7	3	13	134	3	1288	23740	1077	<b>9,61</b>	10	23	160	96	0,15	0,01	<b>8</b>	<b>2,5</b>			
		15/06/2015	0	9	14	39	212	9	2238	29372	1069	<b>10,56</b>	11	62	283								
NRO. 12	21/01/1931	15/02/2012	0	0	0	25	327	8	1688	39071	1120	<b>5,16</b>	5	25	360	92	0,15	0,01	2	0,8			
		15/02/2012	0	0	0	25	327	8	1688	39071	1120	<b>5,16</b>	5	25	360	92	0,15	0,01	2	0,8			
		12/12/2012	0	3	4	20	203	7	1520	38046	1482	<b>7,49</b>	7	27	237	95	0,16	0,01	<b>7</b>	<b>2,2</b>			
		15/06/2015	0	4	14	44	279	6	2032	42370	1206	<b>7,28</b>	7	62	347								
NRO. 13	21/06/1939	15/02/2012	0	0	0	10	126	3	1255	16817	1030	<b>9,36</b>	10	10	139	80	0,15	0,01	1	0,5			
		15/02/2012	0	0	0	10	126	3	1255	16817	1030	<b>9,36</b>	10	10	139	80	0,15	0,01	1	0,5			
		12/12/2012	0	1	4	13	101	3	986	16394	2241	<b>9,76</b>	10	18	122	96	0,18	0,01	<b>6</b>	<b>2,0</b>			
		15/06/2015	0	2	12	33	157	4	1186	17063	1578	<b>7,55</b>	8	47	208								
NRO. 14	04/10/1931	16/02/2012	0	12	<b>95</b>	<b>116</b>	114	9	1840	48679	1843	<b>0,06</b>	<b>16</b>	223	346	96	0,25	0,01	1	0,5			
		08/08/2012	0	13	<b>138</b>	<b>105</b>	129	14	2650	<b>53159</b>	1743	<b>0,05</b>	<b>21</b>	256	339	96	0,25	0,01	1	0,5			
		12/12/2012	0	12	<b>138</b>	<b>118</b>	128	5	3081	<b>51539</b>	1751	<b>0,04</b>	<b>24</b>	268	401	97	0,26	0,01	<b>6</b>	<b>2,0</b>			
		17/06/2015	0	14	<b>183</b>	<b>145</b>	148	10	2581	20038	1560	<b>0,06</b>	<b>17</b>	<b>342</b>	500								
NRO. 15	06/10/2010	16/02/2012	0	0	0	17	<b>572</b>	38	2120	10855	<b>2887</b>	0,27	4	17	627	83	0,23	0,01	2	0,8			
		08/08/2012	0	1	2	4	206	11	1503	28002	<b>5230</b>	0,14	7	7	224	87	0,26	0,01	2	0,8			
		12/12/2012	0	0	2	8	412	16	2817	35572	<b>5169</b>	0,15	7	10	438	97	0,17	0,01	<b>7</b>	<b>2,2</b>			
		12/09/2015	0	0	0	16	<b>662</b>	20	4578	<b>53337</b>	<b>8202</b>	0,14	7	16	<b>638</b>								

Se observa que todos los transformadores indicados en las Tablas 1, 2 y 3 presentaron, incremento del tenor de agua en el aceite mineral aislante y en algunos casos expresivo aumento, lo cual amerita un analisis y acompañamiento más pormenorizado.

## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base a los datos disponibles y analizados en este trabajo, se puede concluir que:

- Los parámetros relativos a la humedad son los que presentaron tendencias más claras de evolución, con relación al trabajo anterior a este, citado como referencia número 1.
- Todos los transformadores presentaron incremento del tenor de agua en el aceite mineral aislante, lo cual implica un aumento de humedad en el aislamiento sólido y por tanto es necesario corroborar esa tendencia.

- En general no se observa correlación entre el aumento de la humedad y los principales/claves gases disueltos en el aceite mineral aislante.

Considerando los resultados y análisis realizados, los autores recomiendan cuanto sigue:

- Confirmar la tendencia creciente del tenor de agua en el aceite mineral aislante por medio de los ensayos físico químicos realizados periódicamente.
- Una vez confirmada la tendencia creciente de aumento del tenor de agua en el aceite, aplicar el método para la medición de la humedad del aceite vía diagramas de equilibrio.
- Una vez confirmada la tendencia creciente de aumento del tenor de agua en el aceite, realizar ensayos de humedad del papel vía utilización del ensayo de Karl Fisher.
- Realizar ensayos de medición de la respuesta dieléctrica del aislamiento, con equipos que alían las ventajas de las técnicas Espectroscopía dieléctrica en el dominio del tiempo (PDC) y Espectroscopía dieléctrica en el dominio de la frecuencia (FDS), con el objetivo de validar un diagnóstico integrado

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

confiable, para una toma de decisión al respecto de la necesidad de intervención correctiva o una eventual revitalización de los transformadores de potencia, acorde a las exigencias del suministro de energía.

## REFERENCIAS

- 1 VELÁZQUEZ C., E. ; DIAZ MORA, N.; PRADENAS, L. A. Diagnostico integrado de transformadores de potencia parte I: evaluación del estado actual. In: XV Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ, 2013, Foz do Iguaçu. XV Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ, 2013.
- 2 DIAZ MORA, N. y VELÁZQUEZ C., E. Avances en la aplicación de nuevos materiales en transformadores de potencia. In: XV Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ, 2013,, 2013, Foz do Iguaçu. XV Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ, 2013,.
- 3 MILASH, M. Manutenção de transformadores em líquido isolante. São Paulo: E. Blücher, 1984.
- 4 M. A.G. Martins – Fulfuraldeido- um indicador pratico da degradação térmica do papel Kraft de transformadores. C.Tecn. Mat. v.19 n.1/2. jun. 2007.
- 5 A.M. Emsley, et al., “Review of chemical indicators of degradation of cellulosic Electrical paper insulation in oil-filled transformers”, IEEE - Proc. - ci. Meas. Technol., Vol.141, no.5, September 1994.
- 6 Bassetto Filho, A.; McNutt, W. y Griffin,P.- Curso tutorial sobre papéis isolantes elétricos de transformadores. Disponível em <<http://www.buenomak.com.br> /> Acesso em: 28 mai. 2009.
- 7 M. A. Martins, “Envelhecimento térmico do papel isolante de transformadores. investigação experimental. Modelos de degradação”.Ciência & Tecnologia dos Materiais, Vol. 22, n.º 1/2, 2010,pags.77-86.
- 8 W. Flores, E. Mombello, G. Rattá, José Antonio Jardini, Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 5, NO. 8, December 2007.
- 9 G. Csépes, ”Correlation between electrical and chemical testing techniques for assessing degradation of oil-paper insulation”, CIGRE, session 1998, 15-202.
- 10 PABLO. A . , PAHLAVANPOUR, B. Furanic Compounds Analysis: A tool for predictive maintenance of oil filled electrical equipment. **ELECTRA**, n.175, p. 9-31, dez. 1997.
- 11 D’ALMEIDA E SILVA, V. L. , MORAIS, R. M. Evolução de produtos de degradação do papel em óleo mineral isolante durante o envelhecimento térmico. In: IV SEMINÁRIO DE MATERIAIS NO SETOR ELÉTRICO, 4, 1994, Curitiba. **Anais...** Curitiba : 1994. 813p. p.117-126.
- 12 **ABNT** - NBR IEC 60599. Equipamento elétrico em serviço impregnado com óleo mineral - Guia de interpretação da análise dos gases livres e dissolvidos, 2003.
- 13 Nunes, J.L.Jr. Diagnose do Estado da Isolação Sólida de Transformadores através do Ensaio de Índice de Polarização (*RVM*) In: VI SEMEL - Seminário de Materiais no Setor Elétrico / 13 CBECIMAT, 1998, VI SEMEL 13 CBECIMAT, 1998. p. 4685-4695. Curitiba – PR - Brasil.
- 14 Diogo, A.C.T., Silva, H.A.P.y Bassi, W. – Diagnostico Avançado da Condição de Umidade Interna no Isolante Solido de Transformadores- de Potencia Utilizando-se a Técnica de Correntes de Polarização e Despolarização. Disponível em <http://docplayer.com.br/5598441-.html>> Acesso em: 30 mai. 2016.
- 15 Morales, C.E. - Presencia, Efectos, Medición y Eliminación de la Humedad en Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite Mineral. Congreso de Distribución Electrica 22-24 set. 2014, Buenos Aires, Argentina.
- 16 Maya, I.N.X. y Vásquez, R.L.A- Pruebas de transformadores, espectroscopía y análisis de respuesta por barrido de frecuencia. Disponible en:<  
<http://ings.ups.edu.ec/documents/2497096/2497485/Art4.pdf>. Accesado en abril, 2016.
- 17 Gamboa, A. L.R, N.G. Adonis y Ravaglio, M.A. - Avaliação da Qualidade da Secagem de Transformadores de Distribuição na Fábrica. Anais do XVII SENDI-Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica; 21 a 25 de agosto de 2006, Belo Horizonte, MG - Brasil.



Comité Nacional Paraguay



Unión de Ingenieros de ANDE

**XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ**  
25 y 26 de Agosto de 2016

---