



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
29, 30 y 31 de Octubre de 2008

---

## **Monitoreo de la humedad en el aceite aislante de Transformadores de Potencia Buscando el Aumento de la Confiabilidad Operativa**

**Marcos E. G. Alves**  
**TREETECH Sistemas Digitais Ltda.**  
**São Paulo-Brasil**

**Vagner Vasconcellos**  
**CPFL Energia S.A.**  
**São Paulo-Brasil**

### **RESUMEN**

La propuesta de este artículo es presentar la aplicación de monitores de humedad de aceite aislante en transformadores de potencia y mostrar como la información obtenida a través de estos dispositivos fue importante para definir los niveles máximos de carga, mitigando la ocurrencia de fallas debido a problemas, que resultan de la humedad en el aislante sólido de los transformadores.

### **PALABRAS CLAVES**

Monitoreo *On-Line*, Aceite Aislante, Transformadores de Potencia.

### **1. INTRODUCCIÓN**

El exceso de agua en el aceite aislante de equipos de alta tensión como transformadores y reactores acarrea efectos negativos ampliamente conocidos, tales como la disminución de la rigidez dieléctrica y la migración de agua hacia el papel aislante, con riesgo de formación de burbujas y envejecimiento acelerado, en presencia de altas temperaturas, colocando en riesgo la vida útil y la integridad del equipo. Teniendo en cuenta el riesgo en que incurrimos al operar un transformador en esa condición, tomamos la decisión de instalar un dispositivo en los transformadores con la finalidad de monitorear la humedad en el aceite aislante y de esa forma minimizar los riesgos de falla del equipo.

El equipo instalado está compuesto por un sensor, instalado en contacto con el aceite, y una Interfase que permite la medición y el monitoreo on-line del agua presente en el aceite, proporcionando información importante para el diagnóstico del estado actual del equipo.

La medición del porcentaje de saturación de agua en el aceite y de la temperatura del aceite se efectúa por medio de un módulo sensor que es instalado en contacto con el aceite, en una válvula del transformador.

El dispositivo también mide la temperatura ambiente a través de un sensor Pt100 y calcula cuál será el valor de la saturación de agua si el transformador que es desenergizado se enfría hasta alcanzar la temperatura ambiente.

La instalación de los monitores de humedad en el aceite en los transformadores, nos permitió operar los equipos con mayor confiabilidad ya que con la información obtenida de estos dispositivos fue posible calcular la temperatura de formación de burbujas que coloca en riesgo la integridad del transformador.

Esa información es de suma importancia debido a la necesidad de que estos equipos operen sobre sus capacidades nominales por cierto tiempo debido a necesidades operativas en la subestación.

## 2. ENVEJECIMIENTO DEL AISLANTE

### 2.1 Mecanismos de degradación de la celulosa

El componente principal de los diversos materiales aislantes sólidos, utilizados en equipos de alta tensión inmersos en líquido, entre los cuales se destacan los transformadores y reactores de potencia, bushings, TPs, TCs, etc., es la celulosa. Entre los materiales aislantes sólidos, el más utilizado actualmente es el papel.

La celulosa es un compuesto orgánico, cuya molécula está compuesta por una larga cadena de anillos de glucosa, o monómeros. Cada molécula de Celulosa, cuando nueva, posee de 1000 a 1400 anillos de glucosa, interconectados como se muestra la figura 1. Cada fibra de celulosa posee muchas cadenas de monómeros como esta.

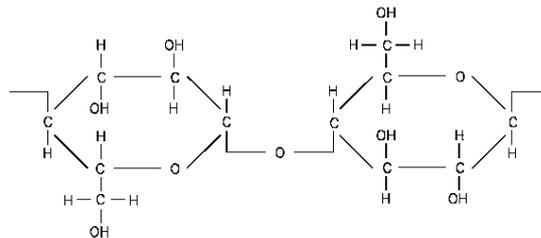


Figura 1 – Molécula de Celulosa

La cantidad promedio de anillos de glucosa interconectados en esta cadena es denominada el Grado de Polimerización Molecular.

Como la longitud de estas moléculas es lo que garantiza la resistencia mecánica de un material hecho de celulosa, el grado de polimerización del material da una medida indirecta de sus características mecánicas, como por ejemplo la resistencia a la tracción, lo que puede ser asociado a la funcionalidad o a la vida útil del material.

La degradación de la celulosa es, así, causada por la disminución de la longitud de las cadenas de monómeros, así como por su estado. Hay tres mecanismos que pueden contribuir a la degradación de estas cadenas, en la celulosa empleada en sistemas aislantes de transformadores de potencia y equipos similares: la Hidrólisis, la Oxidación y la Pírolisis [2].

Aunque el último de ellos es el que está relacionado directamente con la degradación térmica, todos ellos interfieren en este proceso de envejecimiento, de forma tal que los tres mecanismos están interrelacionados.

#### 2.1.1 Hidrólisis

El agua causa la ruptura de la cadena de monómeros, al afectar el átomo de oxígeno que forma el puente entre los anillos. Se forman dos grupos -OH, cada cual anexado a un monómero. Como resultado ocurre la reducción del grado de polimerización y el debilitamiento de la fibra de celulosa.

Fabre y Pichon [3] formularon una regla simple para la degradación de la celulosa en función de la cantidad de agua presente. Propusieron que la tasa de envejecimiento térmico de la celulosa es directamente proporcional a la cantidad de agua. Así, si los resultados de ensayos de envejecimiento térmico indican una dada tasa de degradación con un cierto contenido del agua, un equipo en operación con el doble de agua tendrá una tasa de degradación térmica de aislante igual al doble de la tasa medida



en el referido ensayo. Datos obtenidos por Shroff y Stannet [4] confirman esta relación, ilustrada por la ecuación siguiente:

$PV \propto Q_p$ , donde:

PV es la tasa de pérdida de vida del aislante, y  
 $Q_p$  es la cantidad de agua en el papel aislante.

### 2.1.2 Oxidación

Los átomos de carbono en la molécula de celulosa son atacados por el oxígeno, formando aldehídos y ácidos. Consecuentemente, la unión entre los anillos queda debilitada, llevando a bajos niveles de grado de polimerización. Se liberan agua, monóxido de carbono y dióxido de carbono.

El agua liberada por este proceso contribuirá también para el proceso de hidrólisis mencionado anteriormente. No solamente la celulosa es atacada directamente por el oxígeno, sino también el aceite sufre oxidación, produciendo ácidos, ésteres y otras sustancias que vuelven a atacar el propio aceite, generando más productos de oxidación.

Estas sustancias atacan también la celulosa, degradándola.

El efecto del oxígeno en la tasa de degradación de la celulosa fue investigado por varios científicos, y el procedimiento más común es comparar los resultados de tasas de envejecimiento en muestras de aislantes selladas, sin la presencia de oxígeno, con las tasas de muestras expuestas a la atmósfera, como en un transformador sin sistema de preservación de aceite.

Algunos de los investigadores de este fenómeno fueron Fabre [3] y Lampe [5], que encontraron factores de aceleración de la degradación de las muestras expuestas al oxígeno en relación a las selladas de 2,5 y 10 veces respectivamente.

Queda claro que la presencia de oxígeno tiene una influencia extremadamente negativa en el envejecimiento de la celulosa, y se debe evitar definitivamente. Si el sistema de preservación de aceite falla, permitiendo su contacto con la atmósfera, se puede esperar una aceleración drástica del proceso de envejecimiento de la celulosa.

### 2.1.3 Pirólisis

El calor extremo lleva a la carbonización de las fibras de celulosa. El calor en niveles moderados, como el encontrado en transformadores, ya causa que los monómeros individuales en la cadena de celulosa se quiebren, formando un residuo sólido y liberando gases tales como monóxido de carbono, dióxido de carbono y vapor de agua.

De esta manera el grado de polimerización se reduce, disminuyendo las características de resistencia mecánica de la celulosa.

Como la temperatura dentro de un transformador no se distribuye de forma uniforme, generalmente el análisis de los efectos del calor en el deterioro de la celulosa se realiza considerando la temperatura del punto más caliente (hot-spot), ya que ese es el lugar en el cual ocurrirá la mayor degradación.

## 3. CANTIDAD DE AGUA EN EL AISLANTE SÓLIDO

### 3.1 Humedad en el aceite y cantidad de agua en el aislante

Como se mencionó arriba en el ítem 2.1.1, la presencia de agua en el papel aislante de un transformador tiene una participación importante en la degradación de las cadenas de las moléculas que constituyen la celulosa, a través del proceso de hidrólisis.

Los experimentos realizados por diversos investigadores establecieron una regla práctica, que determina un factor de aceleración para el envejecimiento térmico de la celulosa, y que es proporcional la cantidad de agua presente en el papel aislante. Es decir, que si la ley de Arrhenius utilizada para el cálculo del consumo de vida útil del aislante se basa en una cantidad de agua en el papel menor que 1% de la masa (conforme la norma brasileña de carga de transformadores), un transformador con una cantidad de agua igual a 2% tendrá el doble de pérdida de vida, para una misma temperatura de operación.

La degradación de la celulosa por la presencia de agua ya sería motivo suficiente para justificar la medición de la cantidad de agua en el papel. Asimismo, la humedad excesiva en el papel trae también el riesgo de formación de burbujas dentro del aislante con el aumento de la temperatura y el riesgo de condensación del agua en el aceite formando agua libre en caso de bajas temperaturas.

No obstante, la medición directa de la cantidad de agua en el papel presenta las dificultades naturales de acceso al devanado, además que el mismo está sometido a un elevado potencial eléctrico. Por estas razones la medición on-line de la humedad en el papel sólo se puede ser efectuar de forma indirecta, a través de la medición de la humedad en el aceite.

### 3.2 Determinación de la cantidad de agua en el aislante

Fabre y Pichon [3] y Oommen [6] determinaron que, para una temperatura dada y en condiciones de equilibrio, la relación entre la humedad relativa en el aceite (% de saturación) y la cantidad de agua en el papel (% de la masa) esta dada por una curva como la que se muestra en la figura 2.

Utilizando esta curva, el sistema de monitoreo puede determinar la cantidad de agua en el papel con base en la medición on-line de la humedad en el aceite, proveniente de un sensor instalado en una de las válvulas del transformador.

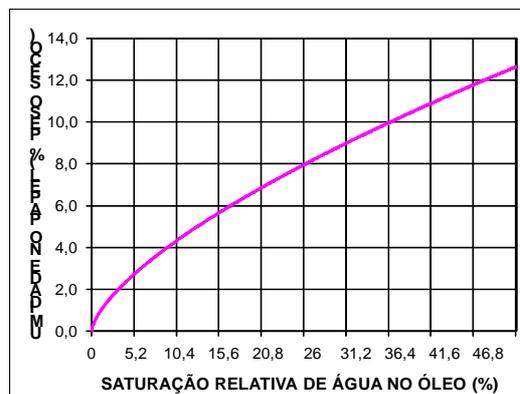


Figura 2 – Relación de humedad Papel-Aceite

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, o sea, que no hay más migración de agua entre los dos medios. Este equilibrio se obtiene, idealmente, si la temperatura del transformador permanece estable por un largo período de tiempo.

Esta condición ideal nunca se alcanza en una aplicación en campo, aunque una condición de equilibrio aceptable se puede obtener en temperaturas más elevadas, si la variación total de temperatura fuere suficientemente pequeña durante el tiempo necesario para la migración de agua.

Por lo tanto, según lo descrito arriba vemos que en temperaturas bajas el sistema de monitoreo no realiza el cálculo de la humedad en el papel. Pero se sabe, que a estas temperaturas la pérdida térmica de vida del aislante es insignificante, y que no existe riesgo de formación de burbujas, sin embargo es preferible no efectuar este cálculo en esta condición, evitando así errores en la conversión.

Durante los períodos en los cuales no se efectúa el cálculo de la humedad en el papel (temperatura baja o variación de la temperatura muy grande), el sistema de monitoreo considera el último valor calculado de humedad en el papel.

### 3.3 Temperatura de formación de agua libre

La presencia de agua en exceso en el aceite y en el aislante, además de actuar como aceleradores del envejecimiento, presenta los riesgos adicionales de condensación del agua en el aceite formando agua libre, en caso de bajas temperaturas y de formación de burbujas en el aislante con el aumento de temperatura.

La condensación de agua en el aceite está asociada al hecho de que, al disminuir la temperatura del aceite, disminuye también su capacidad total de absorber agua (solubilidad de agua en el aceite).

De esta forma, al disminuir la temperatura aumenta el porcentaje de humedad relativa en el aceite, aunque la cantidad de agua presente sea la misma. Si la temperatura continua disminuyendo, llega el punto en que la saturación de agua en el aceite alcanza 100%, o sea, a esta temperatura el aceite no es capaz de absorber nada de agua adicional. A medida que se aproxima ese punto (principalmente a partir de 50% de saturación de agua), el agua pasa a presentarse libre en el aceite. Ver figura 3.

El sistema de monitoreo verifica continuamente, para la saturación de agua actual medida por el sensor on-line, cual es la temperatura en que ocurrirá esta condensación, emitiendo una alerta si la temperatura se aproxima a este valor calculado.

Para esto se establece un margen de seguridad en grados °C; por ejemplo: si la temperatura de condensación es de 4°C y el margen de seguridad es de 5°C, se emitirá el aviso de riesgo de condensación si la temperatura del aceite desciende a niveles inferiores a 9°C.

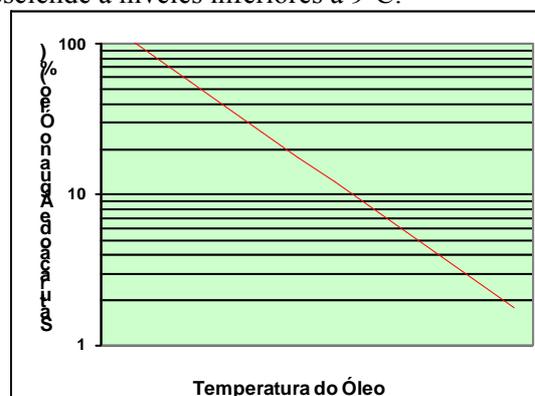


Figura 3 – Humedad Relativa x Temperatura del aceite aislante.

### 3.4 Temperatura de formación de burbujas

Cuando el equipo es sometido a altas temperaturas, por ejemplo debido a sobrecargas de emergencia, la humedad presente en el papel aislante puede dar origen a burbujas de gas que representan un serio riesgo, puesto que están naturalmente sometidas a campos eléctricos de alta intensidad, y allí podrán ocurrir descargas por la disminución de la rigidez dieléctrica del aislante.

Una relación entre la cantidad de humedad en el papel aislante y la temperatura en que se inicia la formación de burbujas fue desarrollada por Oommen et al. [7]. Esta relación se muestra en la figura 4 a continuación.



Figura 4 – Humedad x Temperatura de formación de burbujas en el aceite.

De la misma forma que para la condensación de humedad, el sistema de monitoreo emite aviso cuando la temperatura está próxima a la región con riesgo de formación de burbujas, si se alcanza el margen de seguridad programada.

Además de monitorear las temperaturas actuales del devanado, verificando si alcanzó el margen de seguridad para formación de burbujas, el sistema de monitoreo verifica también si, en las condiciones actuales de carga y temperatura ambiente, la temperatura del devanado aumentará hasta alcanzar estos valores de riesgo.

#### 4. INSTALACIÓN EN EL TRANSFORMADOR

Como ya se mencionó, el equipo escogido para las pruebas de monitoreo presentaba elevados índices de humedad en el aceite.

Como ya había sido diagnosticado anteriormente, el equipo presentaba indicios de humedad en el núcleo y en el aislante sólido, que durante el proceso de operación hacía que el agua migrase hacia el aceite.

Debido a la necesidad de operación de este transformador, se eligió probar el monitoreo allí, con la finalidad de verificar su eficiencia además de aumentar la confiabilidad operativa del transformador.

##### 4.1 Datos del transformador escogido.

Lugar: SE Porto Góes                      Fabricante: General Electric.

Potencia: 18,75 MVA                      Tensión: 88-23 kV

Año fabricación: 1977

Una vez escogido el transformador, instalamos el sistema de monitoreo de humedad del aceite y junto con sus accesorios. Junto con el monitoreo de humedad del aceite, instalamos un sensor de temperatura ambiente, cuyos valores fueron utilizados para calcular la carga máxima admisible.

##### 4.2 Carga Máxima Admisible

Con base en la curva de carga de la subestación se calculó la carga máxima admisible, de acuerdo con la norma brasileña NBR-5416/97, [8] y se demostró que, para un valor muy próximo de la demanda nominal, dos transformadores similares presentan cargas máximas admisibles bien diferentes a la misma temperatura ambiente.

Según la norma de carga de transformadores NBR-5416/97 [8] un transformador de potencia puede operar arriba de las condiciones nominales por ciertos períodos sin perjuicio de su vida útil.

Ciertamente, tales condiciones dependen de una serie de aspectos tales como la condición del aceite aislante, mantenimiento, historia de fallas, etc. Los transformadores estudiados en este artículo se encuentran en condiciones de utilización adecuadas, en lo que se refiere a sus planes de mantenimiento, condiciones del aceite aislante y sistemas de protección en general.

#### 4.3 Transformador de Potencia – Directrices de Carga

Algunos temas que definen la normalización nacional e internacional sobre aplicación de cargas en transformadores de potencia abordan cuestiones fundamentales.

Winding Hotest-spot: (temperatura del punto más caliente del devanado) designado por las normas es la supuesta temperatura máxima de un punto del devanado en estudio, mientras que la temperatura del aceite (Top Oil) se utiliza para conocer los gradientes de temperatura aceite – devanado.

Las constantes de tiempo previstas en la NBR-5416/97 [8] son diferentes para dos situaciones: para la parte superior del aceite es del orden de 3 horas; y para el punto más caliente del devanado menor que 15 minutos, ver figura 5 a continuación.

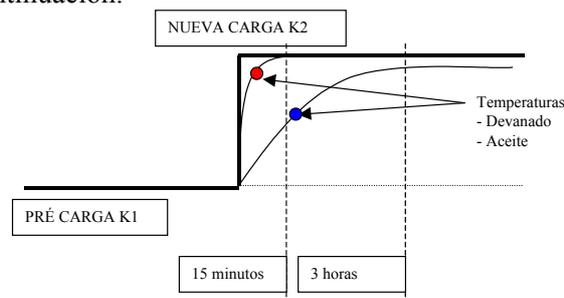


Figura 5 – Comportamiento Básico de Calentamiento del Devanado y Aceite

De acuerdo con la norma de carga de transformadores NBR-5416/97, [8] la potencia del transformador está asociada con la elevación de temperatura, en relación a la temperatura ambiente, que los devanados alcanzan cuando por ellos circula la corriente que alimenta la carga, ver figura 6.

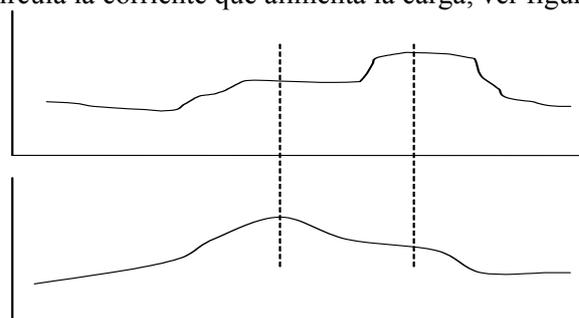


Figura 6 – (a) Carga Típica y (b) Temperatura Ambiente

De esta manera, cuando consideramos una temperatura ambiente constante de 40°C y una carga constante igual a la nominal, los devanados del transformador estarán sometidos a la elevación de temperatura nominal especificada. En esta condición, resulta que la temperatura del punto más caliente serán tales que, considerándose que las condiciones de mantenimiento del equipo son adecuadas (calidad del aceite aislante, estancamiento, integridad mecánica y eléctrica, etc.) y el envejecimiento del papel aislante es predominantemente térmico, el consumo de la vida útil del equipo se completará en aproximadamente 7,5 años.

Sin embargo, en condiciones de operación en una subestación, tanto la temperatura ambiente como la curva de carga imponen condiciones diferentes a las descritas arriba, lo que permite que, en la mayoría de los casos, el transformador tenga una vida útil mucho más larga.

Basado en los parámetros físicos de los equipos, obtenidos del ensayo de calentamiento, y en una curva de carga típica de la subestación, podemos calcular la máxima carga admisible de los transformadores en concordancia con la norma NBR-5416/97 [8].

A través de algoritmos estandarizados, estimamos, hora a hora, las temperaturas en el llamado "punto caliente" de los devanados del transformador, y se asocian, por cada ciclo de carga diario, a un consumo acumulado de vida útil.

## 5. ESTUDIO DE CASO – SE PORTO GÓES

Presentaremos los resultados del monitoreo de la humedad del aceite y como calculamos la carga máxima admisible del transformador buscando evitar la formación de burbujas en el aceite.

Como ya se mencionó, en las situaciones donde el transformador opera a altas temperaturas, el riesgo de formación de burbujas aumenta considerablemente. Es así que con la medición en tiempo real de la humedad del aceite, se efectuó el cálculo de la cantidad de agua en el papel aislante y de la temperatura con riesgo de formación de burbujas.

Enseguida, el sistema verifica si la temperatura del punto más caliente se encuentra cercana a la temperatura de formación de burbujas, y se emite una alarma si la diferencia es inferior al margen de seguridad ajustado.

Paralelamente a este proceso de datos, el sistema calcula la carga máxima admisible del transformador, basado en la curva de carga y temperatura ambiente obtenida en la subestación.

La figura 7 ilustra la situación citada, donde vemos que lo resaltado en azul en el gráfico es la temperatura de operación del transformador, cerca a 70°C, y lo resaltado en amarillo es la temperatura de formación de burbujas en el aceite con las condiciones de humedad del aceite aislante, 110°C.

Así, el sistema emite alarmas e informa el operador la carga máxima admisible que el transformador puede alcanzar. En este caso, en que la temperatura ambiente estaba en 32°C, la máxima sobrecarga admisible del transformador es 21% por 4 horas.

Arriba de este nivel aumenta mucho el riesgo de formación de burbujas en el aceite, y se pueden ocasionar fallas catastróficas en el equipo.

El sistema calcula los niveles en tiempo real y automáticamente ajusta las alarmas de temperatura máxima del transformador, además de calcular los nuevos valores de sobrecarga y sus respectivos períodos.

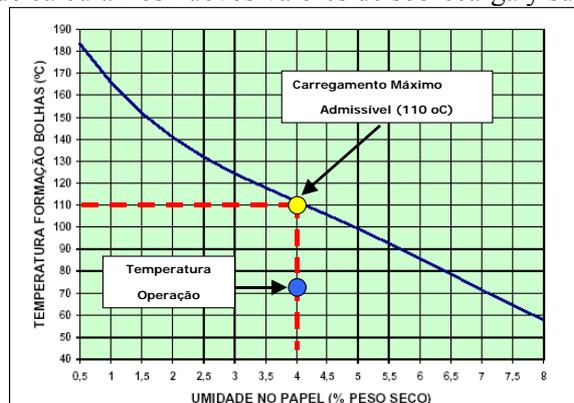


Figura 7 – Gráfico de Carga Máxima Admisible x Temperatura de Formación de burbujas.



## 6. CONCLUSIONES

Con la implementación del monitoreo de humedad del aceite aislante fue posible determinar los valores máximos de temperatura del aceite y devanado del transformador para la operación sin riesgo de formación de burbujas.

A través del monitoreo en el transformador fue posible posponer un costo de mantenimiento del equipo referente al secado de su parte activa.

Debido al bajo valor contable de los transformadores, por estar totalmente depreciados, no era viable económicamente el secado de la parte activa, dado que en 2 años habrá reformas en la subestación y los dos transformadores serán substituidos.

La implementación del Sistema de Monitoreo mostró ser muy eficaz, ya que además de las ganancias de confiabilidad del equipo y del sistema como un todo, favoreció además una ganancia de tarifas, ya que pudimos postergar la obra de ampliación de la subestación mitigando los riesgos relativos a la operación del transformador.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] McNutt, W. J., Kaufmann, G. H., "Evaluation of a Functional Life Test Model for Power Transformers", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, No. 5, pp. 1151-1162, May 1983.
- [2] McNutt, W. J., "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, No. 1, pp. 392-401, January 1992.
- [3] Fabre, J., Pichon, A., "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", CIGRE Paper 137, 1960.
- [4] Shroff, D. H., Stannet, A. W., "A Review of Paper Aging in Power Transformers", IEE Proceedings, vol. 132, Pt. C, No. 6, pp. 312-319, November 1985.
- [5] Lampe, W., Spicar, E., Carrander, K., "Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation System in Service", IEEE Winter Point Meeting, IEEE Paper A 78 111-7, January/February 1978.
- [6] Oommen, T. V., "Moisture Equilibrium in Paper-Oil Insulation System", Procedures of Electrical Insulation Conference, Chicago, October 1983.
- [7] Oommen, T. V., Petrie, E. M., Lindgren, S. R., "Bubble Generation in Transformer Windings Under Overload Conditions", Doble Client Conference, Boston, 1995.
- [8] NBR 5416/97 – Aplicación de Cargas en Transformadores de Potencia.
- [9] Vasconcellos, Vagner – Propuesta de un Sistema Integrado de Gestión de Transformadores – Disertación de Maestrado – EPUSP / 2007.
- [10] Vasconcellos, Vagner – Modernización de los Sistemas de Medición de Temperatura y Regulación de Tensión de Transformador de Potencia – XVII SNPTEE – Uberlândia MG – 2003.