

Análisis de vida útil de un autotransformador trifásico sumergido en aceite aislante

Basado en su histórico
de ensayos químicos

Un enfoque para suscripción
y atención del reclamo

VALUATIVE

LÍDERES EN INVESTIGACIÓN Y PROTECCIÓN PATRIMONIAL

Cra. 7 No. 156 – 10 Of. 1607 / Edificio Torre Krystal

Bogotá D.C., Colombia

Pbx: +57 (1) 3902846

info@valuative.co

RISK AND CLAIM ADVISOR

EN ESTE NÚMERO:

ANÁLISIS DE VIDA ÚTIL DE UN AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO SUMERGIDO EN ACEITE AISLANTE BASADO EN SU HISTÓRICO DE ENSAYOS QUÍMICOS UN ENFOQUE PARA SUSCRIPCIÓN Y ATENCIÓN DEL RECLAMO

FUENTE:
DOMINGO MALDONADO / JAIME SUÑÉ / ARMANDO ORTIZ
ITAIPÚ BINACIONAL
PARAGUAY / BRASIL
IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

RESUMEN

Los transformadores de potencia son de vital importancia para la transmisión y/o distribución de la energía generada en las centrales eléctricas, una pérdida en el sistema de transformación no prevista podrá ocasionar perjuicios directos e indirectos tanto económicos como sociales.

Los transformadores normalmente son construidos para una vida entre 25 a 35 años con una temperatura de operación aproximadamente entre 65°C a 95°C, en algunos casos con un mantenimiento adecuado la vida se puede extender a 60 años, es por tal motivo que resulta sumamente importante acompañar la evolución del envejecimiento del equipo de forma a sustituirlo en el tiempo óptimo [1].

El análisis del histórico de los gases producidos en un transformador sumergido en aceite aislante (cromatografía), nos ofrece subsidios para evaluar o realizar un diagnóstico del estado de los transformadores basados en normas y criterios científicamente aceptados (en este trabajo se utilizó el criterio establecido en la referencia [4]), este diagnóstico junto con otros ensayos como la determinación de 2- furfuraldehído permiten concluir sobre el estado del papel aislante del transformador sumergido en aceite mineral aislante, según [1] la vida de un transformador es "la vida del papel", para complementar estos estudios se utiliza la fórmula clásica de **Arrhenius** para determinar el tiempo de vida útil remanente del transformador.

El objetivo de este trabajo es presentar un estudio realizado a un Autotransformador trifásico de 375 MVA, tensión 525 / 241,5 kV, con entrada en operación 02/05/1984, basado en su historial de ensayos de gas cromatografía y de un ensayo de 2- furfuraldehído, de forma a diagnosticar su estado actual y determinar el tiempo de vida remanente en las condiciones de cargas actuales y condiciones de operación ideal.

PALABRAS CLAVES

Transformadores de potencia, vida útil, envejecimiento de transformadores, cromatografía, diagnósticos, grado de polimerización, furfuraldehído.

1. INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia cumplen una función muy importante en los sistemas eléctricos de potencia, cual es, la de elevar la tensión de los centros de generación para su posterior transmisión a bajas pérdidas, es por esa razón que una pérdida en el sistema de transformación incurriría en una pérdida económica y social muy elevada, razón por la cual la supervisión y la determinación de la vida útil son fundamentales para acompañar el estado y el envejecimiento del transformador, y poder así sustituirlo en el menor tiempo posible (debido a que el tiempo de adquisición de un transformador de potencia nuevo oscila por los 2 años e incluso más) y por ende con la menor pérdida económica a causa de la disminución de la energía transmitida y/o por la disminución de la confiabilidad del sistema.

Los transformadores de potencia utilizan como medio dieléctrico interno papel sumergido en aceite mineral nafténico, se considera que la degradación del papel constituye la pérdida de la vida del transformador [1].

En este trabajo se combinan varias técnicas de análisis para diagnosticar el estado del transformador; se utilizan técnicas basadas en los ensayos de gas cromatografía, mediciones de **2 – furfuraldehído**. Para cuantificar el diagnóstico se utiliza la fórmula de Arrhenius para estimar el tiempo de vida remanente en las condiciones ideales de operación de equipo.

2. ACEITE AISLANTE

El aceite aislante utilizado en los transformadores se clasifica en parafínico y nafténico, el primero se tiene cuando en su constitución química prevalece compuestos orgánicos de cadenas carbónicas abiertas (figura 1), mientras que en el segundo prevalece los compuestos orgánicos de cadena cerrada, (figura 2).

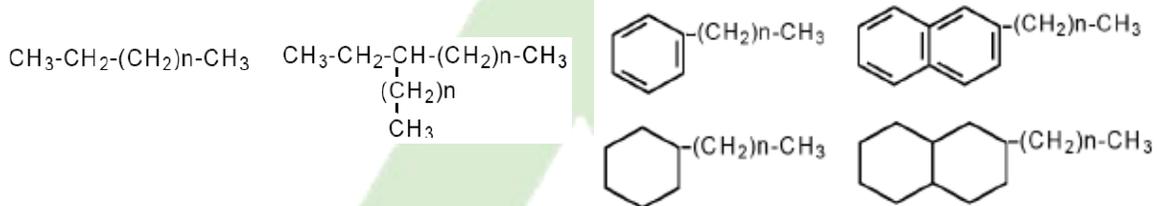


Figura 1: Aceite aislante parafínico

Figura 2: Aceite aislante nafténico

Ambos tipos de aceite son derivados del petróleo, el aceite aislante utilizado en el transformador en estudio es del tipo cadena cerrada o nafténico.

3. ENVEJECIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Uno de los principales parámetros que indica el estado de los transformadores en operación es el estado de la aislación interna, formada por aceite mineral y el papel que envuelve las bobinas. Daños en esta aislación resulta en la degradación de estos dieléctricos, como consecuencia, en la disminución de la vida útil de los transformadores. Esta degradación causada por procesos térmicos, eléctricos y mecánicos genera gases combustibles cuyas identidades individuales pueden indicar el tipo de falla y la gravedad del problema.

La vida del transformador se relaciona con su envejecimiento, un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es el ser un enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión. Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65°C y 95°C [1]. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio al fallo de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo [1].

El papel impregnado con aceite se utiliza con gran profusión como aislamiento de los devanados del transformador, razón por la que en la industria rige la premisa que: la vida del transformador es la vida del papel [1]. Sin embargo, este tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión.

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador. Otros aspectos como fallos externos y sobretensiones, tienen un efecto negativo en la condición del material aislante y cuando el aislamiento ha envejecido mucho, supervisar estos otros aspectos son muy importantes.

Aunque los transformadores no tienen partes móviles a excepción del flujo de aceite, sus sollicitaciones mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos.

La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento.

4. ESTUDIO DE ENVEJECIMIENTO

4.1 Envejecimiento del papel

El proceso de envejecimiento de un transformador está directamente relacionado con la resistencia mecánica del papel aislante de su aislación sólida, siendo el papel la componente de la aislación sólida, tiene la capacidad de deteriorarse, o perder sus cualidades mecánicas con el paso del tiempo, sin no obstante, perder sus características dieléctricas [2].

Los factores que más influyen en la pérdida de la calidad o degradación del papel son: humedad (agua), temperatura y agentes oxidantes, factores que se encuentran normalmente durante la operación de los transformadores y que causan la aparición de glucosa libre debido a la rotura de la cadena de celulosa en la unión glicosídica [2].

El papel utilizando en transformadores inmersos en líquido aislante puede sufrir degradación térmica, hidrolítica y oxidativa.

En la degradación térmica, además de la glucosa libre son formados agua, óxidos de carbono (CO y CO₂) y ácidos orgánicos.

En la degradación hidrolítica catalizada por la presencia de un ácido o por la acidez del medio, ocurre la rotura de los enlaces glicosídicos de la cadena de celulosa, formando glucosa libre. El agua en presencia de los compuestos ácidos formados por la oxidación de los hidrocarburos del aceite mineral aislante participará de la degradación del papel aislante.

En la degradación oxidativa son formados ácidos, aldehídos y agua. Cuando la oxidación envuelve los carbonos 2 y 3 se abre la estructura en anillo de la glucosa, formando CO, CO₂ y H₂. Las modificaciones debilitan los enlaces glicosídicos, contribuyendo a la rotura de la cadena de celulosa con la formación de glucosa libre.

Otros productos formados por la degradación de la glucosa libre son los furanos, compuestos que presentan una estructura en anillo con cinco lados. Los furanos al contrario de la glucosa, son solubles en el aceite mineral y por tanto detectables en este líquido dieléctrico.

Resumiendo: la degradación térmica hidrolítica y oxidativa del papel resulta en:

- Rotura de la cadena de celulosa y consecuente decrecimiento del grado de polimerización (GP) del papel.
- Formación de compuestos derivados del furano, solubles en el aceite aislante,
- Formación de gases como el CO y CO₂, solubles en el aceite aislante.

4.2 Criterio de fin de vida según el análisis del papel

Durante la operación del transformador, a medida que el papel va envejeciendo, hay una disminución de sus propiedades mecánicas, relacionado a una disminución del grado de polimerización GP del papel. El fin de la vida del papel como aislante es considerado cuando el GP se encuentra entre 100 a 250 [2].

El GP representa el número de monómeros β de glucosa, C₆H₁₀O₅, presentes en la molécula de la celulosa del papel [1]. El valor del GP está críticamente relacionado con la rigidez mecánica del papel. Durante la fabricación de un transformador, el GP del papel se encuentra entre 1000 y 1300, el secado del transformador lo reduce a 950 y el envejecimiento en servicio lo reduce mucho más. A un GP entre 950 y 500, la rigidez mecánica es constante, pero en el margen de 500-200 la rigidez mecánica decrece en proporción directa al GP [1].

La dificultad de determinación del final de vida de un aislante sólido (papel) para equipos en operación a partir de la determinación del GP está en la necesidad de interrumpir la operación del equipo, drenar aceite mineral aislante, coleccionar muestras del local de mayor temperatura del bobinado celulósico, y reparar este punto.

Así como el GP los compuestos de furano también son generados durante el proceso de envejecimiento del papel aislante (exclusivamente por la degradación de la celulosa, por la glucosa libre), siendo solubles en el aceite mineral aislante, aún si el transformador opera dentro de sus parámetros nominales.

Entre los métodos existentes para la determinación del contenido de furanos en el aceite mineral aislante están: cromatografía líquida de alta resolución (HPLC) y ultravioleta visible. Otro método adoptado es el de medición por ultravioleta visible, dadas razones económicas.

De los compuestos de furano el 2-furfuraldehído es el que más se ha estudiado por ser el compuesto que mejor representa la condición de fin de vida de la aislación celulósica del papel.

En [3] se presenta el resultado de la medición del contenido de 2-furfuraldehído en un gran número de transformadores utilizando cromatografía líquida de alta resolución, en ella se sugiere basado en análisis estadísticos una relación entre el contenido de furfuraldehído en el aceite y el envejecimiento del papel. La ecuación de correlación entre el GP y el 2-furfuraldehído es:

$$GP = \frac{1.51 - \log(2 - fur)}{0.0035}$$

Dónde: GP es el grado de polimerización, 2-fur: contenido de 2-furfuraldehído medido.

4.3 Diagnóstico basado en ensayos de gas – Cromatografía

Existen varios criterios para determinar el diagnóstico de un transformador, entre ellas: NTC-IEC 60666 de 2015, NTC 3445 de 2008, NTC 1465 de 2003, NTC 380 de 2001, NTC 317 de 1998 y métodos como los Criterios de Rogers, Criterio desarrollado por Laborelec, Criterio de Duval, Criterio de Dornenburg, criterio de Pugh y criterio de gases claves.

En este artículo se ha utilizado el criterio de la norma Brasileña NBR 7274 [4] para el diagnóstico del transformador, como ejemplo.

Esta norma describe como las concentraciones de gases formados por la degradación del aceite o de la aislación sólida, causada por descargas eléctricas o solicitaciones térmicas de transformadores inmersos en aceite pueden ser interpretadas para diagnosticar el estado de un transformador y sugerir procedimientos futuros [4].

La norma [4] presenta dos tablas, en la tabla 1 presenta la relación entre los gases acetileno y etileno, metano e hidrógeno y entre el etileno y etano, en la tabla 2 el diagnóstico propuesto de acuerdo a la relación obtenida en la tabla 1.

	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
0.1>R	0	1	0
0.1<=R<1	1	0	0
1<=R<3	1	2	1
R>=3	2	2	2

Tabla 1: Relación entre los gases característicos
(Las relaciones con denominador cero se consideran iguales a cero)

Diagnóstico	Relaciones		
	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
Sin falla	0	0	0
Descargas parciales de baja energía	0	1	0
Descargas parciales de alta energía	1	1	0
Descargas de baja energía (a)	1	0	1
Descargas de alta energía	1	0	2
Descargas de baja energía	2	0	1
Descargas de baja energía	2	0	2
Falla térmica baja (<150°C) (b)	0	0	1
Falla térmica media (150-300°C) (c)	0	2	0
Falla térmica alta (300 – 700°C)	0	2	1
Falla térmica muy alta (>700°C) – (d)	0	2	2

Tabla 2: Diagnóstico de fallas a través de análisis de gases disueltos en el aceite aislante

Notas:

- a) La relación entre C_2H_2/C_2H_4 se eleva de un valor comprendido entre 0,1 y 3 a un valor superior a 3 y la relación C_2H_4/C_2H_6 de un valor comprendido entre 0,1 y 3 a un valor superior a 3 cuando la intensidad de la descarga aumenta;
- b) En este caso los gases provienen principalmente de la degradación de la aislación sólida, esto es explicado por el valor de la relación C_2H_4/C_2H_6
- c) Este tipo de falla es indicado normalmente por un aumento de la concentración de gases. La Relación CH_4/H_2 es normalmente del orden de 1; el valor real superior o inferior a 1 depende de numerosos factores tales como: el tipo de sistema de preservación del aceite, la temperatura y la cantidad de aceite;
- d) Un aumento de la concentración de C_2H_2 puede indicar que la temperatura del punto caliente es superior a 1000°C
- e) Los transformadores equipados con conmutador de tensión bajo carga pueden indicar fallas tipo térmica muy alta cuando los productos de descomposición formados por el arco en el conmutador pudieren difundirse en el aceite del tanque principal del transformador.

Además de la relación de los gases combustibles, se utiliza también para el diagnóstico la relación CO/CO_2 . Para transformadores en inicio de operación esta relación tiene un valor menor a 7 y va aumentando con el envejecimiento normal, llegando a su estado crítico a un valor superior a 11 [4].

5. APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO Y VIDA ÚTIL

5.1 Descripción del equipo en estudio

El equipo en estudio es un Autotransformador de 375 MVA, 500/220 kV, tipo de refrigeración ONAF, con entrada en operación 02/05/1984. Con carga media de operación de 290 MVA a una temperatura media de 37°C.



5.2 Diagnóstico en función a la cromatografía de gases

El objetivo del presente trabajo es basado en el histórico de gas cromatografía del equipo, presentar un análisis de su estado en cuanto a fallas a través de las norma NBR:7274 [4].

En la tabla siguiente se presentan los resultados de la cromatografía de gases considerado para este equipo:

Fecha	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CH_4	CO	H_2	CO_2	N_2	O_2	SF_6
13/07/2010	0,0	25,0	59,0	65,0	101,0	6,0	930,0	45.081,0	5.137,0	0,0

Tabla 3: Resultados de gas cromatografía para el Autotransformador en estudio (ppm)

En la tabla 4 se calcula la relación de los gases indicados en la tabla3:

	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
$0.1 > R$	0		
$0.1 \leq R < 1$			0,42
$1 \leq R < 3$			
$R \geq 3$		10,8	

Tabla 4: Relación entre los gases del autotransformador en estudio

Comparando los resultados con la tabla 2 (diagnóstico) concluimos que el transformador posee una falla térmica media (150 – 300°C).

Otra técnica también utilizada para diagnóstico es la relación $CO/CO_2 = 930/101 = 9,2$.

El diagnóstico recomendado en [4] indica que el transformador se encuentra en un proceso de envejecimiento normal.

5.3 Cálculo de envejecimiento a través de furfuraldehído

En esta sección se utilizan resultados de medición de 2-furfuraldehído para calcular el GP a través de la ecuación de Chendong [3] y posteriormente se utiliza la ecuación de Arrhenius [1] para estimar la vida útil del transformador.

Para esta sección se consideran los ensayos de furfuraldehído realizado en una muestra de 50 ml extraído, el valor medido por la técnica de radiación ultravioleta se indica a continuación:

Valor de furfuraldehído medido: 0.05

Utilizando la expresión de **Chendong**, podemos calcular el grado de polimerización del papel aislante de este equipo.

$$GP = \frac{1.51 - \log(2 - fur)}{0.0035} = \frac{1.51 - \log(0.05)}{0.0035} = 803$$

Utilizando la fórmula de **Arrhenius** podemos cuantificar aproximadamente el tiempo de vida remanente de este equipo para la cual debemos observar las constantes de la fórmula en la referencia [5]

$$\text{Log [vida(horas)]} = A + (B/T)$$

Donde

A= -14.133 transformadores de clase de temperatura 65°C;
-13.391 para transformadores con clase de temperatura de 55 °C
(Clase de temperatura se refiere a la elevación de la temperatura del punto más caliente sobre la temperatura ambiente);

B = 6972.15; T = temperatura en Kelvin.
T = Temperatura del punto más caliente+273 =
(120-40) + 273 = 353 K.

Log (vida) = - 14,133 + 6972.15/353 = **5.62**
Vida = 415.081,28 horas = 47 años

6. CONCLUSIONES

Se observa que el diagnóstico de estado basado en normas y resultados de gas cromatografía nos podría auxiliar para entender el estado y o fallas incipientes en el equipo, que en este caso indica que posee una falla térmica de baja energía, resultados estos confirmados por la relación de CO/CO₂, es decir el transformador envejece normalmente razón por la cual esta relación es superior a 7.

Por el grado de polimerización podemos ver que las propiedades mecánicas del papel aún se encuentra en buenas condiciones, esto se debe que aunque el transformador en estudio posee 26 años de operación ella siempre ha trabajado con una potencia media de 77 % de la potencia nominal, es decir, siempre frío, por lo cual la descomposición de la celulosa es leve.

Por la ecuación aproximada de Arrhenius vemos que el transformador operando en condiciones de carga nominal y óptimas (sin sobrecargas, sin corto circuitos, sin transitorios, etc.) posee una expectativa de vida de 47 años más.

Si bien el análisis de los resultados es una interpretación técnica basado en la experiencia de cada empresa, los métodos descriptos ofrecen subsidios muy importantes para determinar el diagnóstico del transformador y estimar el tiempo de vida remanente.

7. REFERENCIAS

[1] W. Flores, E. Mombello, et al, “Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite aislante: Situación actual”. IEEE Latin America transactions, Vol. 5, N° 1, March 2007.

[2] J. Suñé. “Manutenção preditiva inteligente de transformadores via analise cromatográfica”. Tesis presentada a la Escuela Federal de Ingeniería de Itajubá para la obtención del grado de Master en Ingeniería Eléctrica. Itajuba, 2001.

[3] Xue Chendong. “Monitoring Paper Insulation Aging By Measuring Furfural Contens In Oil”. Electric Power research Institute 7th International Symposium on High Voltage Engineering – ISH;

[4] NBR 7274: Interpretação da Analise dos Gases de Transformadores em Serviço, Abril / 1982.

[5] NBR 5416: Aplicação de carga em transformadores de potencia: procedimento.

