

METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA VIDA ÚTIL DEL AUTOTRANSFORMADOR AT-4, 700 MVA DE LA SUBESTACIÓN GUAYANA “B” DEBIDO A SOBRECARGAS

Rondón, Ivan¹ Calanche, Víctor² Rojas, Francisco³

(Recibido Marzo 2013, Aceptado Junio 2013)

¹ UNEXPO Pasantía Corpoelec ² CIAP-Corpoelec ³ Sección de Física UNEXPO
frojas@unexpo.edu.ve

Resumen: La Subestación Guayana “B” posee 7 autotransformadores reductores de 400/115/20 kV de 700 MVA cada uno; de ellos el transformador AT-4 es el que presenta mayor deterioro debido a las constantes sobrecargas. Por lo tanto, se requiere una metodología que permita estimar el deterioro del mismo y el tiempo de vida útil que le resta. La investigación es de tipo evaluativa, porque en base a la simulación con el software PTLOAD en su modelo Top Oil y a las pruebas de mediciones del aceite y aislamiento eléctrico realizadas al transformador se logró determinar su tiempo de deterioro. Existe concordancia entre los resultados de la simulación y las pruebas de mediciones, las cuales mostraron que el estado de aislamiento está aún en buenas condiciones y el deterioro estimado en base a las simulaciones es de 85 %, que representa 29,8 años con respecto a los 34 que lleva en uso y de conservar esa tendencia el transformador llegará al final de su vida útil en el año 2016. Este estudio brindará una metodología que permitirá modelar la carga que en el futuro podrá soportar el AT-4 para no acelerar su envejecimiento.

Palabras claves: Envejecimiento/ Vida Útil/ Deterioro/ Pérdida de Vida Acumulada/ PTLOAD/ Top Oil/ Sobrecarga.

METHODOLOGY FOR ESTIMATING THE LIFETIME OF 700 MVA, AT-4 AUTOTRANSFORMER OF GUAYANA “B” SUBSTATION DUE TO OVERLOADS

Abstract: Guayana "B" Substation has 7-400/115/20 kV reducers autotransformers of 700 MVA each one, of which the AT-4 transformer is the one with further deterioration due to constant overloads. Therefore, a method is required to estimate the deterioration and life time which diminishes. Research is evaluative type, because based on the simulation software in their model PTLOAD Top Oil and oil testing measurements and electrical insulation performed to the transformer was possible determine the decay time. There is agreement between the simulation results and testing measurements, which showed that the insulating state is still in good conditions and the estimated impairment based on the simulations is 85% which is 29,8 years compared to 34 been in use and keep that trend the transformer reach the end of their useful life in 2016. This study will provide a methodology that will shape the future burden that can endure the AT-4 for not accelerate aging.

Keywords: Aging/ Lifetime/ Deterioration/ Cumulative Loss of Life/ PTLOAD/ Top Oil/ Overload

I. INTRODUCCIÓN

La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas, en este caso el transformador de potencia, se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Se puede asegurar que un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de servir como enlace entre las partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión.

Por lo general, el transformador es un dispositivo 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 trabajando a valores nominales. Aunque, en la práctica la vida de un

transformador de potencia podría llegar a 60 años con los mantenimientos adecuados, también podría llegar a 15 años o menos a causa de las frecuentes sobrecargas a las que normalmente son sometidos [1]; pero, es el fabricante quien determina la vida de estos equipos ya que él especifica las condiciones a las cuales debe operar para tener una vida promedio y un funcionamiento confiable.

La Subestación Guayana “B” tiene la tarea de suministrar el servicio de energía eléctrica a las empresas básicas (SIDOR, ALCASA, VENALUM, etc) brindándoles alrededor de 3200 MW para el normal desempeño de sus funciones; dicha subestación es alimentada por la Casa de Máquinas II de Planta Macagua y posee un banco de 7 unidades trifásicas, específicamente, autotransformadores reductores de 400/115/20 kV de 700 MVA cada uno y

están en servicio desde hace aproximadamente 30 años, período en el cual no han sido removidos del sistema por un largo lapso de tiempo, sólo en los mantenimientos programados.

Los transformadores son los elementos más costosos de un sistema eléctrico de potencia, por lo tanto requieren de un especial cuidado y monitoreo de su aislamiento, para de esta forma evitar posibles fallas en los equipos y en las redes en las cuales están conectados. La presencia de puntos calientes, degradación del papel y la formación de lodo son las principales causas del deterioro del aislamiento de los transformadores de potencia y esto constituye el parámetro fundamental del cual depende la vida útil de un transformador. Además, las fallas y cortocircuitos afectan negativamente la parte externa del transformador, es decir, su aislamiento que también tiene incidencia en el deterioro interno del mismo.

Después del funcionamiento a largo plazo del transformador la condición de su sistema de aislamiento es modificada considerablemente. Sin embargo, la metodología tradicional está basada fundamentalmente en supervisar las características recomendadas en los test térmicos que se les realizan a estos equipos; aunque estos estudios no permiten cuantificar la proporción de deterioro del aislamiento del transformador [2]. Tanto las pruebas de aceite, pruebas acústicas y las pruebas eléctricas de medición ayudan a dar un diagnóstico del estado operativo del transformador, pero para complementar estas pruebas se recurre a la utilización del software PTLOAD Versión 6.1 que mediante las características físicas, la cargabilidad a la que está sometida el equipo y lo más importante, la aparición de puntos calientes en el transformador, ofrece un resultado que expresa el deterioro del aislamiento del equipo.

II. DESARROLLO

1. Fundamentos Teóricos del Software PTLOAD Versión 6.1

El software Pload Versión 6.1 utiliza un conjunto de

ecuaciones y referencias para estimar la pérdida de aislamiento o pérdida de vida útil del transformador, las cuales se consideran a continuación:

Vida del Aislamiento de Transformadores de Potencia:

El envejecimiento del transformador se puede definir como el deterioro progresivo y acumulativo de sus propiedades aislantes, lo que ocasiona una disminución en su tiempo de vida útil. Los parámetros que intervienen en el envejecimiento del aislamiento son: el tiempo, la temperatura, el contenido de humedad, y el contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos de conservación de aceite, se puede minimizar las contribuciones de la humedad y del oxígeno al deterioro del aislamiento, dejando la temperatura del aislamiento como el parámetro a controlar. En este sentido, la distribución de temperatura en la mayoría de los transformadores no es uniforme, por ello, en las partes donde se concentren los mayores niveles de temperatura el deterioro será mucho más notable que en el resto del transformador.

La evidencia experimental indica que la relación del deterioro del aislamiento con el tiempo sigue una adaptación de la teoría de la velocidad de reacción de Arrhenius la cual se define:

$$P.U \text{ de vida} = Ae^{\frac{B}{\theta_H - 273}} \quad (1)$$

donde:

θ_H : Es la temperatura del punto más caliente del bobinado, en °C.

A : Es una modificación de la constante por unidad, derivado de la selección de 110 °C como la temperatura establecida para la “vida por unidad”.

B : Es una constante empírica.

$P.U \text{ de Vida}$: Pérdida por unidad de vida.

Como se puede observar en la Figura 1, la temperatura de referencia es 110 °C la cual relaciona la vida del aislamiento del transformador por unidad con la temperatura de los puntos más calientes del bobinado.

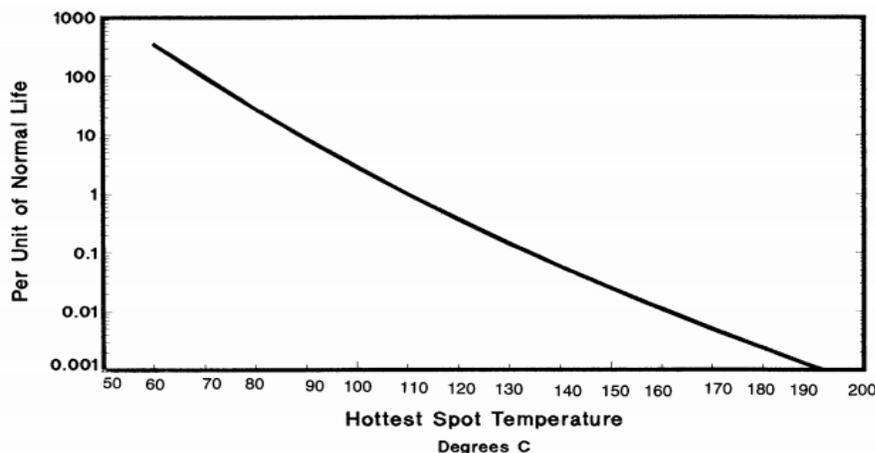


Figura 1. Vida de Aislamiento de un Transformador de Potencia

El uso de esta curva aísla la temperatura como principal variable que afecta la vida térmica; indica también el grado hasta el cual el nivel de envejecimiento es acelerado por encima de lo normal para temperaturas por encima de una temperatura de referencia de 110 °C y se reduce debajo de lo normal para temperaturas menores a 110 °C. La ecuación para esta curva es la siguiente:

$$P.U \text{ de Vida} = 9,80 \times 10^{-18} e^{\frac{B}{\theta_H + 273}} \quad (2)$$

aquí:

θ_H : Es la temperatura del punto más caliente del bobinado, en °C.

Factor de Aceleración de Envejecimiento de Transformadores de Potencia:

El envejecimiento del aislamiento del transformador es acelerado en los puntos más calientes en comparación a las temperaturas de otros puntos menos calientes y que son tomados como referencia. La Norma IEEE C57, 91-1995 establece que: “La temperatura de referencia para los puntos más calientes es de 110 °C para transformadores con elevación de 65 °C en promedio en el bobinado y de 95 °C para los transformadores con elevación de 55 °C en promedio del bobinado (sin aislamiento térmico mejorado)” [3]. Para valores de temperatura en los puntos calientes excediendo sus valores de temperatura de referencia el factor de aceleración de envejecimiento es mayor que 1, caso contrario el factor de aceleración de envejecimiento es menor que 1.

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador (Figura 1) se usa para los siguientes propósitos:

- Es la base para el cálculo de un factor de aceleración del envejecimiento (F_{AA}) para una carga y temperatura dada o para un perfil de carga variable y temperatura por un período de 24 horas. En la Figura 2 se muestra una curva de F_{AA} versus temperatura del punto más caliente para un sistema de aislamiento mejorado térmicamente con elevación de 65 °C, la ecuación para F_{AA} es la siguiente:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} \frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (3)$$

La Ecuación (3) se usa para calcular el envejecimiento equivalente del transformador. La vida equivalente (en horas o días) consumida en un período de tiempo dado, para el ciclo de la temperatura conocido, es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4)$$

representando:

F_{EQA} : Es el factor de envejecimiento equivalente para el período total de tiempo.

n : Es el índice del intervalo de tiempo (t)

N : Es el número total de intervalos de tiempo

F_{AA_n} : Es el factor de aceleración de envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δt_n

t_n : Es el intervalo de tiempo, horas

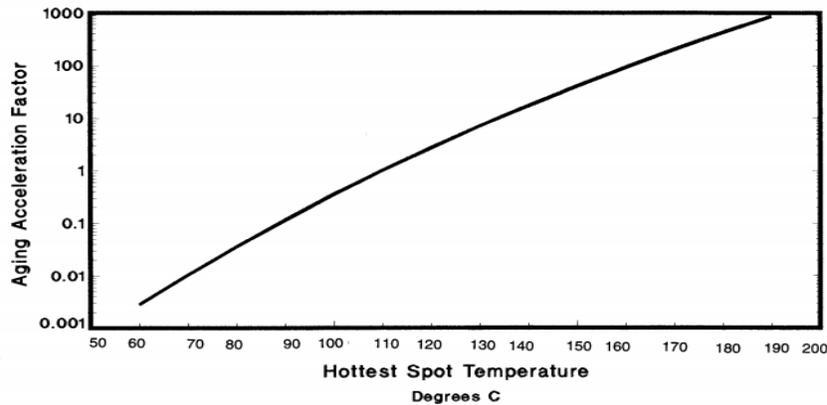


Figura 2. Factor de Aceleración de Envejecimiento (relativo hasta 100°C)

Pérdida Porcentual de Vida:

La curva de vida por unidad del aislamiento (Figura 2) puede utilizarse también para calcular el porcentaje de pérdida total de vida. Para hacerlo, es necesario definir arbitrariamente la vida normal del aislamiento a la temperatura de referencia en horas o años. En la Tabla N° I se puede seleccionar los valores Benchmark de la vida normal del aislamiento para un sistema bien seco, libre de oxígeno. Luego se determinan las horas de vida perdidas

en el período total de tiempo multiplicando el envejecimiento equivalente determinado en la Ecuación (4) por el período de tiempo (t) en horas las cuales son las equivalentes de vida a la temperatura de referencia que son consumidas en el período de tiempo. El porcentaje de pérdida de vida del aislamiento en el período de tiempo son las horas equivalentes de vida dividido por la definición de la vida total normal del aislamiento y multiplicado por 100. Generalmente el período total de

tiempo utilizado es de 24 h. La ecuación es dada como sigue:

$$\%Pérdida\ de\ Vida = \frac{F_{EQA} * t * 100}{Vida\ Normal\ de\ Aislamiento} \quad (5)$$

donde:

F_{EQA} : Es el factor de envejecimiento equivalente para el período de tiempo.

t : Período de tiempo.

El valor máximo de pérdida de vida diaria para una carga nominal, según la interpretación de la norma IEEE Std C57.91-1995, para el aislamiento térmicamente mejorado a 65 °C de referencia es de 0.0133 %, cumpliendo el tiempo de vida estimado de diseño de este tipo de aislamiento de 180000 horas ó 20,55 años [3].

Tabla I. Valores Benchmark de la Vida Normal del Aislamiento para un Sistema bien Seco, libre de Oxígeno

Base	Vida Normal de Aislamiento	
	Horas	Años
50% resistencia a la tracción conservada del aislamiento. (criterio del anterior IEEE Std C57.92-1981)	65000	7,42
25 % resistencia a la tracción conservada del aislamiento	135000	15,41
200 grados de Polimerización conservado en aislamiento	150000	17,12
Interpretación de datos de test de la vida funcional del transformador de distribución (Criterio del anterior IEEE Std C.57.91.1981)	180000	20,55

Nota: Los valores de conservación de la resistencia a la tracción o grado de polimerización fueron determinados por medio del envejecimiento en tubos sellados con muestras bien secas en aceite libre de oxígeno

2. Herramientas de Diagnóstico para estimar la Vida Útil del Transformador

Son mecanismos que tienen la finalidad de ofrecer un diagnóstico en un punto específico de operación del transformador. Primero, se recurre a la utilización de un software de simulación de pérdida de aislamiento que estima los puntos calientes y la pérdida de vida acumulada dependiendo de su sobrecarga, para después emplear pruebas de medición de aislamiento en el transformador, realizadas al aceite y al aislamiento eléctrico, para conocer su estado físico [4].

2.1 Simulación con el Modelo Top Oil del Software PTLOAD Versión 6.1

La simulación se realiza con el Modelo Top Oil del Software PTLOAD Versión 6.1 el cual asume una distribución lineal de la temperatura del aceite desde la parte inferior de la cuba hasta la parte superior del tanque, y un incremento paralelo de las temperaturas del devanado. Estas temperaturas son asumidas por muchos como una función de las pérdidas [5].

Para realizar las simulaciones es necesario utilizar todas las ventanas del PTLOAD y los resultados se reflejan en Perfiles de Temperatura y Pérdida de Vida acumulada. Las simulaciones se recomiendan que se hagan un único día por año, que se corresponda con el día de mayor temperatura ambiente de dicho año, en forma consecutiva, desde el año 2002 hasta el 2010, para ver la tendencia de su envejecimiento.

2.2 Pruebas en el Aceite

El aceite brinda mucha información acerca del aislamiento del transformador, él representa el aislamiento líquido de éste. Las pruebas que se le hacen al aceite del transformador permiten conocer el desarrollo de su

degradación y su proceso de oxidación lo que sirve como indicador para la ejecución de planes de mantenimientos para estos equipos. Además, estas pruebas dan un conocimiento sobre el estado del aislamiento sólido que es mucho más verídico que el líquido en la determinación de la vida útil del transformador, lamentablemente es muy difícil realizarle pruebas al aislamiento sólido por la falta de equipos.

Análisis Físico, Químico y Eléctrico del Aceite:

El objetivo de esta prueba es verificar si el aceite cumple su papel como refrigerante y aislante en el transformador mediante diversas características que son evaluadas mediante pruebas, las cuales son:

- **Pruebas Físicas:** Tensión Interfacial, Viscosidad 40°C, Gravedad Específica, Color y Punto de Inflamación.
- **Pruebas Químicas:** Contenido de Humedad y Número de Neutralización.
- **Pruebas Eléctricas:** Rompimiento Dieléctrico y Factor de Potencia 25°C. [6]

Los valores reales son comparados con normas internacionales certificadas especificando el método con el cual se hizo dicho examen; además, es importante recalcar que se consideró el tiempo que este aceite ha estado en uso.

2.3 Análisis de Gases Disueltos

Los objetivos que persiguen estos análisis son los siguientes:

- Monitorear el transformador en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla.
- Supervisar la unidad en operación que se presume tiene una falla incipiente hasta lograr poder sacarla de

servicio para su reparación o reemplazo.

- Indicar la naturaleza y localización de la falla.

Los gases a evaluar son: Hidrógeno (H₂), Oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂), Metano (CH₄), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO₂), Etileno (C₂H₄), Etano (C₂H₆), Acetileno (C₂H₂).

Se proponen dos métodos para evaluar los gases ambos tomados de la Norma IEEE Std C57.104-191 (Guía para la Interpretación de Gases Generados en Transformadores Inmersos en Aceite), ellos son:

2.3.1 Concentraciones de Gases Disueltos

Mediante el establecimiento de 4 condiciones de las concentraciones de gases en estudio se puede establecer que tan cerca se está de la existencia de una falla en el

transformador, únicamente se consideran los gases combustibles. En la Tabla II se presenta la evaluación de la condición del transformador mediante las concentraciones, según se explica en [7]

2.3.2 Evaluación del Tipo de Falla por el Método del Gas Clave

Las 4 posibles fallas que pueden sufrir los transformadores son determinadas a causa del porcentaje de un determinado gas del total de gases combustibles, que predomina en dicha falla. En la Tabla III se presenta la evaluación del tipo de falla por el método del gas clave, según lo explicado en [7]

Tabla II. Evaluación de la condición del Transformador usando Concentraciones Individuales y de TDCG (Total de Gases Combustibles Disueltos)

Condición	Descripción
Condición 1	El valor de TDCG debajo de este nivel indica que el transformador opera satisfactoriamente. Cualquier gas combustible de forma individual que exceda los niveles especificados amerita una pronta investigación.
Condición 2	El valor de TDCG dentro de este rango indica un nivel mejor que el normal de gas combustible. Cualquier gas combustible en forma individual que exceda los niveles especificados requieren una investigación adicional, las fallas podrían estar presentes.
Condición 3	El valor de TDCG dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible en forma individual que exceda los niveles especificados amerita una investigación adicional, las fallas están probablemente presentes.
Condición 4	El valor de TDCG dentro de este rango indica una excesiva descomposición. La operación continua podría resultar en una falla en el transformador.

Tabla III. Evaluación del Tipo de Falla por el Método del Gas Clave

Tipo de Falla	Falla	Descripción	Gas Clave
Térmica	Sobrecalentamiento del Aceite	Descomposición de productos incluye Etileno (C ₂ H ₄) y Metano (CH ₄), junto con pequeñas cantidades de Hidrógeno (H ₂) y Etano (C ₂ H ₆). Trazas de Acetileno (C ₂ H ₂) pueden ser formadas si la falla es severa o involucra contracciones eléctricas.	Etileno (C ₂ H ₄) en el orden del 63 %
	Sobrecalentamiento de la Celulosa	Grandes cantidades de Dióxido de Carbono (CO ₂) y Monóxido de Carbono (CO) son desarrolladas por el sobrecalentamiento de la celulosa. Gases hidrocarburos tales como el Metano (CH ₄) y Etileno (C ₂ H ₄) serán formados si la falla involucra una estructura impregnada de aceite.	Monóxido de Carbono (CO) en el orden del 92 %
Eléctrica	Efecto Corona en el Aceite	Descargas de baja energía eléctrica producen Hidrógeno (H ₂) y Metano (CH ₄), con pequeñas cantidades de Monóxido de Carbono (CO) y Dióxido de Carbono (CO ₂) pueden ser producto de descargas en la celulosa.	Hidrógeno (H ₂) en el orden del 85 %
	Arco Eléctrico en el Aceite	Grandes cantidades de Hidrógeno (H ₂) y Acetileno (C ₂ H ₂) son producidas, con menores cantidades de Metano (CH ₄) y Etileno (C ₂ H ₄). Cantidades de Dióxido de Carbono (CO ₂) y Monóxido de Carbono (CO) pueden también ser formadas si la falla involucra celulosa. El aceite puede ser carbonizado.	Acetileno (C ₂ H ₂) en el orden del 60 %

2.4 Pruebas Eléctricas de Aislamiento

Con estas pruebas se pueden conocer las condiciones del aislamiento del transformador, en lo que respecta a sus bobinas, tanque, núcleo, etc. y junto a las del aceite ofrecen un conocimiento más amplio del estado físico del mismo.

2.4.1 Medición de Resistencia de Aislamiento en C.D.

Las pruebas son realizadas midiendo el aislamiento entre el lado de alta (400 kV) y baja (115 kV) respecto al terciario (20 kV). Por lo que, cuando se hable de Alta (A) es 400 kV junto a 115 kV y Baja (B) es el terciario.

Esta prueba se evalúa mediante el Índice de Polarización (I_p) [8] que está definido en la Ecuación (6) y será comparado con los valores recomendados por la norma IEEE Std C57.12.90-1999 “Códigos Standard para Transformadores de Potencia y Distribución Inmersos en Líquido”, según aparece en [9]

$$I_p = \frac{\text{Resistencia de Aislamiento 10 minutos}}{\text{Resistencia de Aislamiento 1 minuto}} \quad (6)$$

Tabla IV. Criterios de Evaluación de la Prueba del Índice de Polarización (I_p)

Valor del I_p	Condición
< 1	Peligroso
De 1 a 1,10	Pobre
De 1,10 a 1,25	Dudoso
De 1,25 a 2	Aceptable
De 2 a 4	Bueno
> 4	Excelente

2.4.2 Prueba de Factor de Potencia y Capacitancia de los Aislamientos o Prueba de Aislamiento C.A (DOBLE)

Las pruebas son realizadas midiendo el aislamiento entre el lado de alta (400 kV) y baja (115 kV) respecto al terciario (20 kV), igual que en la medición anterior.

El Factor de Potencia establecido como bueno es de $\leq 0,5\%$ y se recomienda que sea corregido a 20°C, esto es tomado de los “Procedimientos de Pruebas DOBLE”. Los valores del porcentaje de Factor de Potencia serán corregidos a 20°C esto no es más que un valor de

corrección tomado de una tabla de los “Procedimientos de Pruebas DOBLE”. El valor de la Capacitancia de referencia es tomado de las pruebas de aceptación y para el buen funcionamiento del transformador deben conservar esa tendencia.

2.5 Criterios de Evaluación del Estado de Aislamiento del Autotransformador

El uso de las herramientas de diagnóstico de vida útil brinda una detallada visión del estado del transformador, pero las simulaciones son estimaciones, por lo que las pruebas de aceite y aislamiento van a demostrar si estas concuerdan con dichas estimaciones. A continuación, en la Tabla V, se presentan todas las pruebas cualitativas que abarcan desde la sección 2.2 hasta la 2.4, y su ponderación correspondiente [10 12].

Para dar una estimación de vida útil se usan demasiadas pruebas de carácter cualitativo lo cual resulta muy difícil de compararlas con los valores de la simulación que son cuantitativos, lo más idóneo es calificar las pruebas de aceite y aislamiento solo para saber el estado físico del transformador y así ver la concordancia con las simulaciones [13].

De esta manera, se puede dar un diagnóstico del estado del transformador y saber cómo se encuentra su estado físico. Lo esperado es que las simulaciones efectuadas no estén lejos de lo reportado por las pruebas diagnósticas. Además, hay que tener presente que la evaluación hecha supone que todas las pruebas diagnósticas tienen el mismo peso, lo cual dificulta la precisión en el diagnóstico final del transformador.

La condición a ser evaluada en la estimación de vida útil y deterioro es la sobrecarga, pero, hay una cierta cantidad de parámetros o pruebas que tienen gran incidencia en la vida útil del transformador y en la sobrecarga que no se tomaron en cuenta debido a la dificultad que representa realizarlas. Estas pruebas son: las del papel, pruebas de emisión acústica, reportes de fallas, pruebas de respuesta en frecuencia y otras más que tienen que ver directamente con el aislamiento y envejecimiento del transformador, y hubieran servido como herramientas adicionales. De igual forma, se están considerando también ningún desperfecto en el sistema de enfriamiento y funcionamiento normal de otros parámetros en el autotransformador.

Tabla V. Evaluación de las Pruebas de Aislamiento para un Autotransformador de 700 MVA

N° de Prueba	Prueba	Tendencia de la Prueba	
		BUENA	MALA
Análisis Físico-Químico-Eléctrico			
1	Tensión Interfacial	≥ 32 dina/cm	< 32 dina/cm
2	Viscosidad 40°C	≤ 12 cSt	> 12 cSt
3	Gravedad Específica	≤ 0,91	> 0,91
4	Color	≤ 1,5	> 1,5
5	Punto de Inflamación	≥ 145 °C	< 145 °C
6	Contenido de Humedad	≤ 20 ppm	> 20 ppm
7	Número de Neutralización	≤ 0,10 mg KOH/gr ac.	> 0,10 mg KOH/gr ac.
8	Rompimiento Dieléctrico	≥ 26 kV	< 26 kV
9	Factor de Potencia 25°C	≤ 0,5 %	> 0,5 %
Análisis de Gases Disueltos			
10	Concentraciones de Gases Disueltos	Condición 1 ó 2	Condición 3 ó 4
Evaluación del Tipo de Falla por el Método del Gas Clave			
11	Etileno (C ₂ H ₄)	≤ 63 % del Total de Gases	> 63 % del Total de Gases
12	Monóxido de Carbono (CO)	≤ 92 % del Total de Gases	> 92 % del Total de Gases
13	Hidrógeno (H ₂)	≤ 85 % del Total de Gases	> 85 % del Total de Gases
14	Acetileno (C ₂ H ₂)	≤ 60 % del Total de Gases	> 60 % del Total de Gases
Medición de Resistencia de Aislamiento en C.D			
15	Índice de Polarización AT vs BT (CHL)	> 1,25	≤ 1,25
16	Índice de Polarización AT vs BT + t (CH + CHL)	> 1,25	≤ 1,25
17	Índice de Polarización BT vs AT + t (CL + CHL)	> 1,25	≤ 1,25
Prueba de Factor de Potencia y Capacitancia de los Aislamientos o Prueba de Aislamiento C.A (DOBLE)			
18	Factor de Potencia CH+CHL	≤ 0,5 %	> 0,5 %
19	Factor de Potencia CH	≤ 0,5 %	> 0,5 %
20	Factor de Potencia CL+CHL	≤ 0,5 %	> 0,5 %
21	Factor de Potencia CL	≤ 0,5 %	> 0,5 %
22	Capacitancia CH+CHL	≥ 20000 pF	< 20000 pF
23	Capacitancia CH	≥ 10000 pF	< 10000 pF
24	Capacitancia CL+CHL	≥ 30000 pF	< 30000 pF
25	Capacitancia CL	≥ 20000 pF	< 20000 pF

Tabla VI. Condición del Aislamiento de un Autotransformador de 700 MVA

Índice de Valorización de las Pruebas	Condición del Aislamiento
Todas las Pruebas BUENAS	Excelente
De 17 a 24 Pruebas BUENAS	Bueno
De 12 a 16 Pruebas BUENAS	Aceptable
De 12 a 24 Pruebas MALAS	Mala
Todas las Pruebas MALAS	Deteriorado

3. Resultados

3.1 Simulación con el Software PTLOAD Versión 6.1 en su modelo Top Oil

A pesar de que el transformador está en operación desde el año 1976, las simulaciones se efectúan a partir del año 2002 hasta el año 2010, debido a que para esos tiempos (1976-2000) no se llevaban controles y registros exhaustivos como ahora de los niveles de cargabilidad y

de temperatura y el software requiere de estos parámetros para poder arrojar resultados.

Se toma el 18/04 para todas las simulaciones porque el transformador presenta siempre una carga de manera constante durante todo el año, y es en el mes de abril en donde la temperatura ambiente es más alta en todo el año llegando a 44°C, obligando al transformador a trabajar en su punto más crítico. Se hace la simulación con el año de

más exigencia que fue el 2007, es decir, el año en que el transformador estuvo alimentando más carga. A

continuación se presentan los resultados de la simulación de ese año (Ver Figuras 4 y 5).

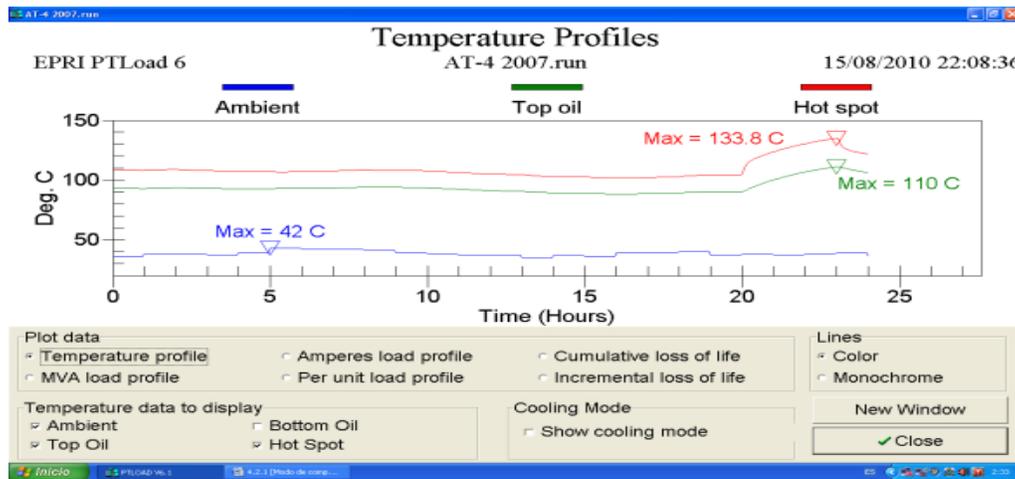


Figura 3. Perfiles de Temperatura para el 2007

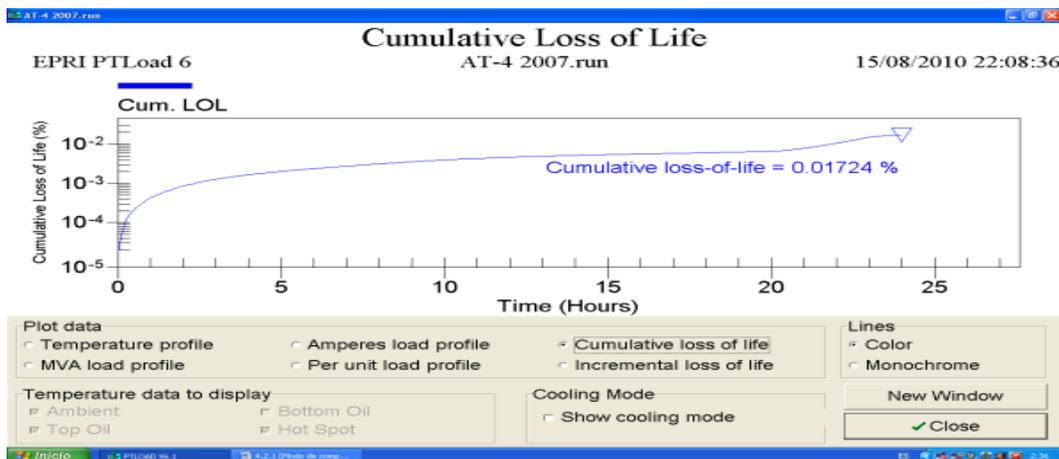


Figura 4. Pérdida de Vida Acumulada del 2007

3.2 Evaluación de las Simulaciones hechas con el Software PTLOAD Versión 6.1 para todos sus Años

La Ecuación (5) expresa que un transformador con una vida útil de 20 años, operando a 110 °C, tiene una Pérdida de Vida diaria de 0,0133%. Ahora para determinar la Pérdida de Vida diaria para un tiempo mayor de 20 años se recurre a dicha ecuación variando únicamente la Vida Normal de Aislamiento que es tomada como el tiempo en servicio del transformador para cada año. De esta forma, se puede conocer cuánto nominalmente pierde el transformador por día, luego se comparan con la simulación hecha con el PTLOAD para ver el porcentaje de deterioro del cual ha sido víctima.

Para la evaluación se tomaron las 9 simulaciones, que representan cada una un año. Los cálculos son realizados utilizando como ejemplo la simulación del año 2002 conservando el mismo tratamiento para las otras

simulaciones

En el año 2002 el autotransformador tenía 26 años de servicio lo que equivale 227760 horas, esta es su Vida normal de Aislamiento, el F_{EQA} es para 110°C igual a 1 y el tiempo es 24 horas para un día. Usando la ecuación (5), tenemos:

$$\%Pérdida\ de\ Vida = \frac{1 * 24\ horas * 100\%}{227760} = 0,01053\%$$

Para la simulación realizada para ese año (2002) la Pérdida de Vida Acumulada fue de 0,00974 % y mediante la conversión se obtiene el Porcentaje de deterioro:

$$\begin{matrix} 0,01053\% & \text{—————} & 100 \\ 0,00974\% & \text{—————} & X \end{matrix}$$

$$X = \frac{0,00974\% * 100\%}{0,01053\%} = 92,49\%$$

Este valor significa que para dicho año (2002) el transformador ya presentaba un deterioro de un 92,49% con respecto al valor que se estimaba debería perder para esos años en servicio (26) en condiciones nominales.

A continuación en la Tabla VII se presenta la comparación entre la pérdida de vida teórica y la simulada que representa el porcentaje de deterioro para los distintos años de estudios.

Tabla VII. Tendencia del Deterioro del Autotransformador AT-4, 700 MVA de la S/E Guayana “B”

Fecha de la Prueba	Tiempo en Servicio (Años)	Tiempo en Servicio (Días)	Pérdida de Vida Acumulada Teóricamente (%)	Pérdida de Vida Acumulada en la Simulación (%)	Deterioro (%)
18/04/2002	26	227760	0,01053	0,00974	92,49
18/04/2003	27	236520	0,01014	0,00744	73,37
18/04/2004	28	245280	0,00978	0,00872	89,16
18/04/2005	29	254040	0,00944	0,0066	69,91
18/04/2006	30	262800	0,00913	0,00716	78,42
18/04/2007	31	271560	0,00883	0,01719	194,67
18/04/2008	32	280320	0,00856	0,01019	119,04
18/04/2009	33	289080	0,00830	0,00631	76,02
18/04/2010	34	297840	0,00805	0,00988	122,73

El deterioro más alto correspondió al año 2007, un 195%, para una carga promedio de 600 MVA y el menor se presentó para el 2005, un 70%, con una carga promedio de 460 MVA. La simulación para el año 2007 muestra que el transformador fue muy exigido, provocando en él un porcentaje de pérdida de vida del doble de lo normal.

3.3 Deterioro del Autotransformador AT-4, 700 MVA de la S/E Guayana “B”

Mediante las simulaciones hechas con el PTLOAD se expresa el tiempo de deterioro que ha sufrido el transformador. En la Figura 5 se muestra el porcentaje de deterioro del transformador, según los datos de la Tabla N° VII. Se observa que antes del 2007 (2002-2005) el deterioro fue por debajo del deterioro nominal (100 %), teniendo una tendencia promedio del 80 %. Después del 2007 (2007-2010) el deterioro fue por encima del deterioro nominal (100 %), teniendo una tendencia promedio del 128 %.

Dado que los períodos de alto deterioro son menores que los de menor deterioro, para determinar el deterioro del transformador se toma el porcentaje de 80 % perteneciente al período para antes de 2007 y dado el impacto de los niveles de sobrecarga del período después del 2007 se establece una tendencia promedio que es alrededor de un 85% de deterioro acumulado y comparado con el tiempo actual de funcionamiento que son 297840 horas, el deterioro del autotransformador AT-4 es de 253164 horas equivalente a 28,9 años.

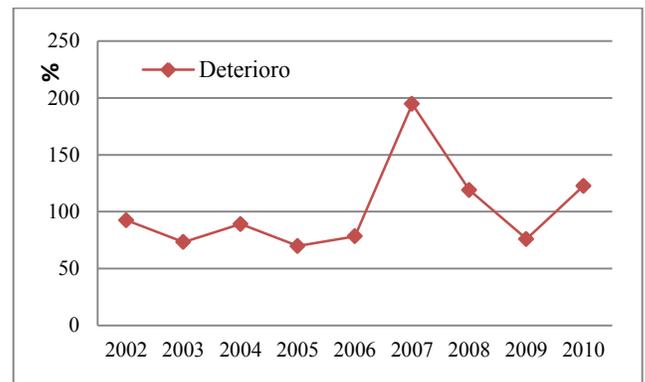


Figura 5. Evolución del Deterioro del Autotransformador AT-4, 700 MVA de la S/E Guayana “B”

4. Propuesta

Estimación de la Vida Restante del Autotransformador AT-4, 700 MVA de la S/E Guayana “B”

Debido a que, no se conoce cual es la vida útil que recomienda el fabricante, se asigna una fecha tentativa que sirva para aproximarse al tiempo de vida restante que le queda al transformador.

Si el transformador tiene un deterioro en el 2010 de 85 %, esto representa una Pérdida de Vida Acumulada de 0,00684 % para 34 años como se muestra a continuación:

$$\begin{matrix} 0,00805 \% & \text{—————} & 100 \% \\ X & \text{—————} & 85 \% \end{matrix}$$

$$X = \frac{0,00805\% * 85\%}{100\%} = 0,00684\%$$

Suponiendo que se conserva dicha tendencia de deterioro de 85 % para el año 2016, es decir, para 40 años lo que equivale a 350400 horas, su deterioro teórico es de:

$$\% \text{Pérdida de Vida} = \frac{1 * 24 \text{ horas} * 100\%}{350400 \text{ horas}} = 0,00684\%$$

Al comparar el deterioro para el año 2010 de 0,00684 % con el teórico del 2016 de 0,00684 %, se observa que son iguales y esto representa que el transformador conservando la tendencia de deterioro del 85 % llegará al

fin de su vida útil dentro de 40 años en el año 2016, es decir, tendrá 6 años más de vida útil.

5. Discusión de los resultados

Para ello se presentan todos los resultados de las pruebas planteadas en los capítulos 2.2, 2.3 y 2.4 fundamentadas en registros históricos de las mismas para luego ser comparadas con los criterios de evaluación expresados en la Tabla V y dar el diagnóstico definitivo en base a la Tabla VI.

Tabla VIII. Evaluación de las Pruebas de Aislamiento para el Autotransformador AT-4, 700 MVA de la S/E Guayana “B”

N° de Prueba	Prueba (Valor de Referencia)	Tendencia de la Prueba y Descripción
Análisis Físico-Químico-Eléctrico		
1	Tensión Interfacial (≥ 32 dina/cm)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 33 y 35 dina/cm
2	Viscosidad 40°C (≤ 12 cSt)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 8,2 y 8,7 cSt
3	Gravedad Específica ($\leq 0,91$)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 0,85 y 0,865
4	Color ($\leq 1,5$)	<i>MALA</i> : sus valores están entre 1,5 y 1,7
5	Punto de Inflamación (≥ 145 °C)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 149 y 154 °C
6	Contenido de Humedad (≤ 20 ppm)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 4,5 y 7,5 ppm
7	Número de Neutralización ($\leq 0,10$ mg KOH/gr ac.)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 0,005 y 0,0083 mg KOH/gr ac.
8	Rompimiento Dieléctrico (≥ 26 kV)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 48 y 53 kV
9	Factor de Potencia 25°C ($\leq 0,5$ %)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 0,026 y 0,04 %
Análisis de Gases Disueltos		
10	Concentraciones de Gases Disueltos (CO 571–1400 ppm)	<i>MALA</i> : sus valores se ubican en la Condición 3 entre 1360 y 1450 ppm
Evaluación del Tipo de Falla por el Método del Gas Clave		
11	Etileno (C ₂ H ₄) (≤ 63 %)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 0,5 % y 2,5 % del Total de Gases (TG)
12	Monóxido de Carbono (CO) (≤ 92 %)	<i>MALA</i> : sus valores están entre 88 % y 93 % del (TG),
13	Hidrógeno (H ₂) (≤ 85 %)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 2 % y 5 % del (TG)
14	Acetileno (C ₂ H ₂) (≤ 60 %)	<i>BUENA</i> : sus valores son del 0 % del (TG)
Medición de Resistencia de Aislamiento en C.D		
15	Índice de Polarización AT vs BT (CHL) ($> 1,25$)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 2 y 2,8
16	Índice de Polarización AT vs BT+t (CH+CHL) ($> 1,25$)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 1,7 y 2
17	Índice de Polarización BT vs AT+t (CL+CHL) ($> 1,25$)	<i>BUENA</i> : sus valores están entre 1,6 y 2
Prueba de Factor de Potencia y Capacitancia de los Aislamientos o Prueba de Aislamiento C.A (DOBLE)		
18	Factor de Potencia CH+CHL ($\leq 0,5$ %)	<i>BUENA</i> : sus valores están por debajo de 0,5 %
19	Factor de Potencia CH ($\leq 0,5$ %)	<i>BUENA</i> : sus valores están por debajo de 0,5 %
20	Factor de Potencia CL+CHL ($\leq 0,5$ %)	<i>BUENA</i> : sus valores están por debajo de 0,5 %
21	Factor de Potencia CL ($\leq 0,5$ %)	<i>BUENA</i> : sus valores están por debajo de 0,5 %
22	Capacitancia CH+CHL (≥ 20000 pF)	<i>BUENA</i> : sus valores están por encima de 20000 pF
23	Capacitancia CH (≥ 10000 pF)	<i>BUENA</i> : sus valores están por encima de 10000 pF
24	Capacitancia CL+CHL (≥ 30000 pF)	<i>BUENA</i> : sus valores están por encima de 30000 pF
25	Capacitancia CL (≥ 20000 pF)	<i>BUENA</i> : sus valores están por encima de 20000 pF

Del total de las pruebas, los resultados muestran que 22 son BUENAS y 3 son MALAS, así que se puede calificar al estado del aislamiento del transformador como "BUENO".

Con respecto a la estimación de deterioro el software PTLOAD ofrece un deterioro de 85 % de aislamiento, es decir, ha consumido 29,8 años de los 34 años que lleva el transformador en uso.

Conservando esa tendencia de deterioro de 85%, el transformador llegará al fin de su vida útil dentro de 6 años en el 2016.

III. CONCLUSIONES

1. La tendencia de deterioro dada por las pruebas de aceite y las pruebas de aislamiento concuerdan con las simulaciones, demostrando la confiabilidad del software PTLOAD y que puede ser incorporado como herramienta para el estudio de vida útil de transformadores.
2. La metodología descrita sirve como herramienta fundamental para monitorear la obsolescencia de los transformadores ayudando a EDELCA a estar prevenida de cuando debe realizar los mantenimientos o reemplazos oportunos de estos equipos.
3. La expectativa de vida del autotransformador AT-4 es de 6 años más con respecto a la fecha actual, siempre y cuando se conserve la tendencia de deterioro de 85%.
4. El AT-4 se encuentra en excelentes condiciones de aislamiento, solo en el aceite se observan algunas anomalías específicamente en el color y la presencia algo excesiva del gas CO.
5. La tendencia de deterioro del transformador es más elevada cuando suministra más carga como en el año 2007 donde tuvo un deterioro casi del 200%.

IV. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Flores, W. "et al". "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación Actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura". IEEE

- Latin America Transactions. Vol 5, N° 1. Argentina. 2007, pp 50.
2. Sokolov, V. "Transformers Life Management". ZTZ SERVICE COMPANY. Ukraine. 2001, pp 1.
 3. IEEE Std C57.91-1995 "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers". 1995.
 4. Malavé, J y Turowiecky, Z. "Criterios de Evaluación y Diagnóstico para Transformadores de Potencia". VI Jornadas Profesionales de CVG EDELCA. Macagua-Venezuela, 2005.
 5. EPRI PROJECT MANAGER. "PTLOAD Versión 6.1 Users". California-USA. 1999.
 6. Gallo M, E. "Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores en Campo". Primera Edición. Asociación Colombiana de Ingenieros. Bogotá-Colombia. 2005, pp 39-50.
 7. IEEE Std C57.104-1991 "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers". 1991.
 8. DOBLE ENGINEERING COMPANY. "Doble Test Procedures". Massachusetts-USA. 2000, pp 5-9 5-10.
 9. IEEE Std C57.12.90-1999 "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers". 1999.
 10. IEEE Std C637-1985 "IEEE Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for Its Use". 1985.
 11. IEEE Std C57.106-2006 "IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment". 2006
 12. ASEA. "Instrucciones para Explotación y Mantenimiento de ASEA Auto Transformadores trifásico 700/700/135 MVA 400-16x1,25%/115/20 kV". Ludvika-Suecia. 1976.
 13. Fonseca, V y Rey, R. "Método de Evaluación de Equipos de Potencia para la Planificación de su Mantenimiento y Extensión de su Vida Útil o Reemplazo Oportuno". VI Jornadas Profesionales de CVG EDELCA. Macagua-Venezuela, 2005, pp 3.