



El mantenimiento a los transformadores de potencia; su análisis en el caso de una Central termoeléctrica cubana

Maintenance of power transformers; its analysis in the case of a Cuban thermal power station

Jorge Juan Montané - García
Santiago Alfredo Dorrbercker - Drake
Orestes Hernández – Areu

Recibido: Septiembre del 2010

Aprobado: Enero del 2011

Resumen/ Abstract

El presente artículo está dirigido a la exposición del proceso de mantenimiento a los transformadores de potencia, el mantenimiento preventivo, las normativas de mantenimiento y las pruebas a transformadores de potencia, el mantenimiento predictivo, el análisis de gases disueltos en el aceite de transformadores, las condiciones de los transformadores según este análisis, las más importantes características del aislamiento de celulosa de los transformadores de potencia y la necesidad de complementar el análisis de gases disueltos con el análisis de derivados furánicos en el aceite para evaluar la disminución del grado de polimerización del aislamiento de celulosa, los índices de clase mundial del proceso de mantenimiento a transformadores de potencia y su cálculo para el caso de una central termoeléctrica cubana y el análisis del proceso utilizando la Distribución de Weibull, ofreciéndose recomendaciones para mejorar este proceso de mantenimiento.

Palabras claves: transformadores de potencia, mantenimiento de transformadores, distribución de Weibull.

The authors write about the process of power transformers maintenance, the preventive maintenance, the maintenance standards and the tests of power transformers, the predicative maintenance, the analysis of dissolved gas in the transformers oil, the conditions of transformers in accordance with this analysis, the most important characteristics of the cellulose insulation of power transformers and the necessity to complement the dissolved gas analysis with the analysis of furan byproducts in the transformers oil in order to assess the reduction of the degree of polymerization of the cellulose insulation, the world class indicators of the process of power transformers maintenance and its calculation in the case of one of the Cuban steam power plants and the assess of this process using the Weibull distribution; at the end, authors give recommendations to improve the process of power transformers maintenance.

Key words: power transformers, transformer maintenance, Weibull distribution.

INTRODUCCIÓN

El mantenimiento a un transformador tiene como fines recuperar la disponibilidad del equipo, en el mínimo tiempo posible, y maximizar su vida residual, minimizando el costo. Previamente debe planificarse con antelación la parada y desconexión de la red, recopilar información técnica con respecto al equipo, revisar el protocolo y los equipos de seguridad necesarios y seleccionar cuidadosamente el personal requerido, según sus conocimientos y aptitudes [1- 2].

MANTENIMIENTO

Mantenimiento Preventivo [3]

El mantenimiento preventivo rutinario es primordial para que el transformador pueda suministrar hasta el 100% de potencia sin riesgos y/o interrupciones y se basa en cinco acciones fundamentales: limpieza general, análisis químicos y físicos del aceite, mantener el nivel de éste, dar mantenimiento a los filtros de silicagel y realizar ensayos periódicos de los relés de gas o Buchholz. La necesidad de este mantenimiento se multiplica en función de los daños que podría ocasionar su parada por avería. Tratándose de costosos equipos, su revisión debe efectuarse con la periodicidad establecida en su proyecto de instalación, adecuándola en todo momento a su utilización, ubicación, etc. [2].

Si el mantenimiento preventivo del transformador muestra que posee problemas de humedad, gases combustibles o productos de la oxidación, fugas de aceite, puntos de oxidación, entre otros, deben realizarse ciertos trabajos correctivos, como la remoción de sedimentos y la desgasificación o deshidratación del transformador, para lo que se puede emplear calor, vacío o ambos. Un alto grado de desgasificación del aceite brinda algunos beneficios, tales como: remoción del oxígeno y gases combustibles [4].

La mayoría de las fallas de los transformadores en aceite pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento, lo que se atenúa si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo periódico, orientado a combatir los factores (humedad, oxígeno, calor y contaminación) que inciden en su deterioro. Un transformador con su sistema de aislamiento adecuadamente mantenido, será capaz de soportar de una mejor manera problemas tales como las sobretensiones, por lo que, para el mantenimiento del transformador, deben tenerse en cuenta los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento, las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador, el significado de los resultados obtenidos en las pruebas, el momento en que deben realizarse las pruebas y las medidas correctivas que deberán tomarse en el caso de que se detecte alguna anomalía [4].

Por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica del aceite. Sin embargo, se sabe ahora que pruebas como la medición de la tangente del ángulo de pérdidas del dieléctrico (tangente de δ) o del factor de potencia del aislamiento, el contenido de humedad, la tensión interfásica, la acidez, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador [4].

Normativas del mantenimiento

Un tema que debe ser considerado, se relaciona con los estándares o normas de mantenimiento que se deben aplicar. En general, en este tipo de situaciones, la normativa que se emplea depende directamente del fabricante del transformador, ya que como elemento de comparación en las pruebas realizadas durante el mantenimiento se utilizan los resultados de las pruebas hechas en fábrica. Existen normas IEC que permiten evaluar el estado del transformador, y predecir las actividades de mantenimiento a realizar, a través de análisis de aceite, como es el caso de la IEC 60422 (Mineral insulating oils in electrical equipment) [5].

Pruebas a los transformadores de potencia

Al transformador se le realizan pruebas eléctricas: se efectúan mediciones de los valores absolutos de resistencia de aislamiento a los 15 y 60 segundos y de la relación entre ambos resultados o coeficiente de absorción y de esta misma resistencia al minuto y los 10 minutos y de su relación o índice de polarización; se le realizan pruebas de resistencia a la alta tensión, siempre que se cuente con los equipos que permitan alcanzar esos valores y de tangente del ángulo de pérdidas del dieléctrico δ o capacitancia; se miden las pérdidas de marcha en vacío, la resistencia a la corriente directa de los enrollados y la relación de transformación [6].

Se realizan análisis físicos y químicos al aceite: se le verifican su densidad a 20° C, el número de neutralización, el contenido de agua en el aceite y el papel, el punto de inflamación, la tensión interfásica, la rigidez dieléctrica y la cantidad de sulfatos y cloruros inorgánicos y de sedimento y cenizas precipitados, además del análisis visual.

El análisis cromatográfico arrojará la cantidad, en partes por millón, de los siete gases combustibles posibles a aparecer en el aceite [7].

De tener todas estas pruebas, resultados permisibles según las normas, el equipo es certificado convenientemente como apto para su posterior puesta en servicio.

Mantenimiento predictivo

A partir de la necesidad de reducir los tiempos de intervención sobre cada equipo, para obtener la mayor disponibilidad y basándose en la predicción y diagnóstico del estado de los transformadores, debe realizarse el mantenimiento predictivo, para encontrar pérdidas incipientes de las propiedades del aislamiento del transformador, a través de diversos ensayos y controles, lo que permitirá seleccionar el momento más adecuado para la reparación, mantenimiento correctivo o retiro del servicio, antes que se produzca una falla grave. No existe un único control o ensayo que permita obtener un diagnóstico del estado del aislamiento, salvo en casos muy puntuales. Es por ello que se requieren una serie de controles, no necesariamente simultáneos.

El análisis periódico de los gases disueltos en el aceite de los transformadores, mediante cromatografía de gases (AGD, Análisis de Gases disueltos), es un método efectivo para el control previo al mantenimiento; se ha convertido en una herramienta poderosa a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación, por lo que ha pasado a ser muy importante dentro del mantenimiento periódico.

El AGD sirve como base para el mejoramiento de las inspecciones y es indicador del envejecimiento, pero no constituye, de por sí sólo, un elemento determinante; en ocasiones, es insuficiente para diagnosticar e identificar anomalías internas de los transformadores, por lo que se hace necesario combinarlo con otros datos, como el historial de operaciones, pruebas eléctricas, inspecciones externas, etc. Es necesario realizar un análisis multifactorial [8], después de lo cual se toma una determinación, que puede ser una posible discusión con el fabricante, sacar o no de servicio el equipo y efectuar una inspección interna, etc. Si esto último no se considera necesario, se señalan los intervalos de tiempo para nuevos AGD y se continúa la investigación [9].

Atendiendo a los resultados del AGD, se conocen cuatro clasificaciones de estado de los transformadores, por la condición del total de gases combustibles disueltos en el aceite (TGCD), o por la de los gases individuales, cualquiera que sea la mayor [10 -11]:

Condición 1: Si TGCD < 720 ppm. Indica que el transformador está operando satisfactoriamente.

Condición 2: Si 721 < TGCD < 1920 ppm. Indica un nivel de gases más alto que lo normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla 1 debe tener una investigación adicional.

Condición 3: Si 1921 < TGCD < 4630 ppm. Indica un alto nivel de descomposición de la celulosa y/o aceite. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla 1 debe tener una investigación adicional. Una falla (o fallas) está probablemente presente.

Condición 4: Si TGCD > 4630 ppm. Indica una excesiva descomposición de celulosa y/o aceite. La operación continua del transformador puede resultar en una falla del mismo.

Tabla 1. Condición según el Total de gases combustibles disueltos [11]

Cond.	H ₂ , ppm	CH ₄ , ppm	C ₂ H ₂ , ppm	C ₂ H ₄ , ppm	C ₂ H ₆ , ppm	CO, ppm	CO ₂ , ppm	TDGC* (ppm)
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721- 1920
3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	>1800	>1,000	>80	>200	>150	>1400	10000	>4630

Donde

H₂: Hidrogeno;

CH₄: Metano;

C₂H₂: Acetileno;

C₂H₄: Etileno;

C₂H₆: Etano;

CO: Monóxido de Carbono;

CO₂: Dióxido de Carbono.

*El CO₂ no se incluye en el TGCD por no ser un gas combustible.

Los ensayos on-line, que se realizan con el transformador en servicio, permiten monitorear en tiempo real el comportamiento de determinadas magnitudes físicas que puedan conducir a un diagnóstico “instantáneo” del estado del aislamiento, informando en tiempo real sobre la condición operativa de los transformadores, lo que permite

confeccionar un historial de datos; bajo determinadas circunstancias, luego de un ensayo on-line, se podría ajustar el estado de la carga a condiciones extremas controladas sin reducir la vida útil de los transformadores. Este tipo de ensayos permite optimizar los períodos de mantenimiento programados y brindan apoyo en la toma de decisiones, reduciendo el riesgo de fallas incipientes y sus costos asociados [12].

El mantenimiento debe asegurar la eficiencia del aislamiento mediante acciones preventivas y predictivas, de manera de alcanzar el ideal de operación sin fallas a lo largo de la vida útil [13]. Los ensayos y controles que se recomiendan representan un costo ínfimo respecto al del transformador y a los montos asociados a la salida de servicio. Controlando el estado del aislamiento en lapsos regulares, o en ocasiones especiales, se pueden predecir fallas incipientes, evitando de esta manera consecuencias catastróficas. En otras palabras, con un programa de mantenimiento adecuado es posible incrementar la confiabilidad del transformador [12].

Las técnicas de monitoreo y diagnóstico facilitan el paso hacia una forma de mantenimiento más económica y confiable, desarrollada sobre la base de las estadísticas, que no provoque alteraciones en el presupuesto, y considerando en primer lugar los equipos de mayor impacto en cada sistema, pudiendo aconsejarse algunos métodos nuevos, no tradicionales, para evaluar y extender la vida de los equipos. La experiencia muestra que, en muchos casos, las decisiones confiables pueden ser las de mantener el servicio incluso si el transformador muestra claramente ciertas anomalías [14].

Dos de los temas que son necesariamente estudiados previo al análisis del mantenimiento preventivo de un transformador de potencia en aceite, son sus elementos constitutivos, junto con los factores que producen un deterioro de su sistema de aislamiento (aceite y papel), ya que, un buen conocimiento de ambos, facilita tanto el desarrollo como la aplicación del programa de mantenimiento del equipo [4]. Antes de hacer algo en el transformador, es necesario conocer lo que está ocurriendo dentro del mismo [14].

El mantenimiento predictivo debe preservar la función del transformador, evaluar las pérdidas de la función o las fallas funcionales, identificando los modos específicos de fallas en componentes específicos, susceptibles de provocar daños, priorizar la importancia de los modos de fallas, ubicándolas por categorías y determinar si la tarea de mantenimiento concebida es aplicable y efectiva; es decir, si se prevendrán o reducirán las fallas como resultado del mantenimiento y si serán detectadas fallas ocultas o incipientes, lo que amerita por tanto la asignación de recursos [15].

La secuencia de acciones de diagnóstico está basada en el mantenimiento en base al tiempo. Un análisis detallado de los puntos de inspección es utilizado para averiguar las áreas que necesitan mantenimiento periódico y las que pasan al mantenimiento en base a la condición (MBC) [9]. Como el diseño del transformador y el uso de equipos de diagnóstico, pueden hacer imposible el paso al MBC, se trata de combinar el mantenimiento basado en el riesgo, que tenga en cuenta la edad y otros factores, con una metodología y procedimientos de inspección simplificados.

Las más importantes características del aislamiento de papel son la tensión de ruptura dieléctrica y la fortaleza mecánica [9]. El grado de polarización (GP) es una medida del largo de las moléculas de celulosa, componente principal del papel. Con el avance de la edad, el grado de polimerización decrece, debido a la construcción del equipo, las condiciones de utilización, las cargas, etc. Si ocurre un cortocircuito, o surge alguna otra fuente de corriente fuera del enrollado, y la fortaleza del papel aislante ha caído por debajo del 25% de su valor inicial, según norma la IEEE (International Electrical and Electronics Engineers Commission) [14], el papel puede quebrarse, lo que determina el fin de la vida útil del transformador. Al envejecer el papel se rompen los enlaces de la celulosa, y se abren los anillos de la misma, generando CO_2 , CO , que pueden ser detectados con el AGD, agua y otras sustancias orgánicas [9]. Sin embargo, lo detectado por el AGD puede sufrir variaciones, pues no se trata de una relación lineal, como se muestra en la figura 1, por lo que el AGD debe complementarse con el análisis de derivados furánicos, que aparecen en el aceite aislante del transformador al disminuir el grado de polimerización del aislamiento sólido.

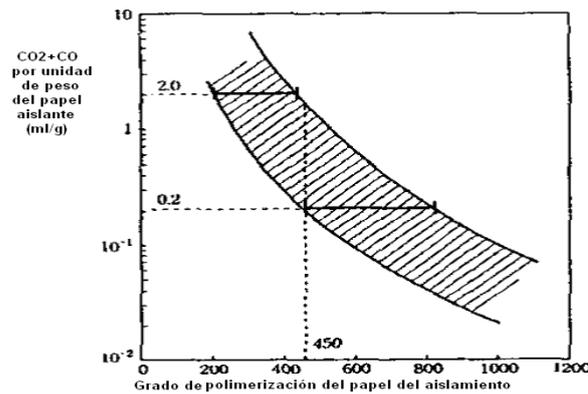


Fig. 1. Grado de polimerización del papel aislante y niveles de CO₂+CO de transformadores estudiados [9].

De la experiencia pasada se considera un grado de polimerización de 450 como un nivel de alerta, y un grado de 250 como problema [9].

En la siguiente fórmula se muestra la relación entre el grado de polimerización (GP) y el tiempo de operación (TO) [9]:

$$GP (TO) = (1 - 0,014TO) GP (0) \tag{1}$$

Donde

- GP (TO): grado de polimerización en función de TO;
- GP (0): grado de polimerización en el momento inicial;
- TO: tiempo de operación.

La figura 2 muestra la relación entre el grado de polimerización del papel del aislamiento de los transformadores y el tiempo de operación:

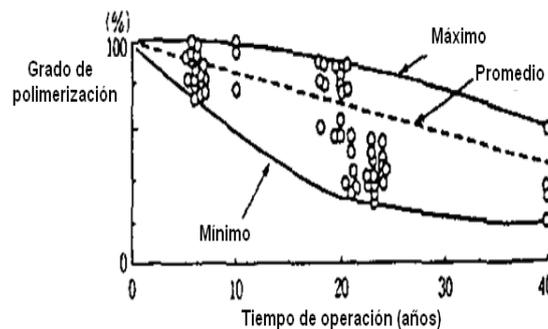


Fig. 2. Cambios en el grado de polimerización con el paso del tiempo [9]

CONTROL Y EVALUACIÓN DEL MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES MEDIANTE INDICADORES DE CLASE MUNDIAL

Para conocer cuán eficiente es la aplicación de la política de mantenimiento planificada, se necesita controlar y evaluar la gestión del mantenimiento. Esto permite actuar de forma rápida y precisa sobre los factores débiles en el mantenimiento [15]. Deben realizarse informes concisos y específicos, formados por tablas de indicadores y sus respectivos gráficos para algunos de estos. Estos informes deben permitir un análisis fácil y adecuado a cada nivel de gestión, sobre la base de “indicadores de clase mundial”, llamados así por ser utilizados y obtenidos en casi todos los países de la misma forma [16].

De los seis indicadores de clase mundial, cuatro se refieren al análisis de la gestión de equipos y dos a la gestión de costos.

En este trabajo solo se analizarán tres indicadores del primer grupo. El indicador “Tiempo medio para la falla”, no se analiza, por referirse a equipos reparados.

Los tres indicadores analizados son:

Tiempo medio para reparaciones (TMPR): relación entre el tiempo total de intervención correctiva en un conjunto de elementos con falla y el número total de fallas detectadas en esos elementos, en el período observado [17]:

$$TMPR = \sum HTMN/NTMC \tag{2}$$

Donde:

HTMN: tiempo total de intervención correctiva en un conjunto de elementos con falla;

NTMC: número total de fallas detectadas en elementos con falla en el período observado.

Tiempo promedio entre fallos (TMEF): indica el intervalo de tiempo más probable entre un arranque y la aparición de un fallo; es decir, es el tiempo medio transcurrido hasta la llegada del evento “fallo”. Mientras mayor sea su valor, mayor es la confiabilidad del componente o equipo [17] :

$$TMEF = \frac{NOIT \cdot HROP}{\sum NTMC} \tag{3}$$

Donde:

NOIT: total de elementos analizados;

HROP: tiempo total de operación.

Disponibilidad (DISP): porcentaje del tiempo total que el equipo estuvo a disposición del órgano de operación para desempeñar su actividad [17]:

$$DISP = \left[\frac{HROP}{HROP + HTMN} \right] \cdot 100 = \left[\frac{TMEF}{TMEF + TMPR} \right] \cdot 100 \tag{4}$$

ANÁLISIS DEL CASO DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA CUBANA

La termoeléctrica objeto de análisis tiene en el llamado “patio de transformadores” un total de siete equipos, de los cuales tres son los transformadores de salida de bloque, que entregan la energía generada al Sistema Electroenergético Nacional (SEN), una vez elevada la tensión de generación de 10,5 a 121 o 242 kV, según la unidad generadora que se trate; los tres transformadores de servicios propios reducen la tensión de la energía generada de 10,5 a 6,3 kV, para utilizarla en usos propios de la Central (motores, etc.); por último, el transformador de arranque y reserva toma energía de la red, a 121 kV, y la reduce a 6,3 kV, para entregarla a la Central para casos necesarios (parada de planta, arranques, etc.).

Para todos estos siete transformadores se calcularon los valores reales, de la media aritmética, desviación estándar, dispersión, mínimo y máximo de los intervalos de confianza de HROP, el TMPR, TMEF y Disponibilidad, y se trazaron sus gráficos correspondientes. Se calculó la Tasa de fallas para todos los transformadores estudiados y se trazaron sobre la base de los resultados, las curvas de vida (figura 3):



Fig. 3. Curva de vida de uno de los transformadores de potencia analizados

En la curva de vida de este transformador se observa un “pico”, debido a un mantenimiento realizado en los años 17 y 18 de vida, en que se invirtieron respectivamente 3648 y 1224 horas. Este mantenimiento no pudo resolver los graves problemas existentes en el transformador, por lo que fue sacado de servicio y sustituido por un transformador de otra unidad generadora, que se encuentra en proceso de modernización y por tanto fuera de servicio, para la que se adquirió un nuevo equipo, que se encuentra en la actualidad en proceso de montaje. El transformador cuya curva de vida se muestra, se encuentra pendiente de evaluación por técnicos de la firma productora, con vistas al análisis de las posibilidades de su reparación.

ANÁLISIS DEL PROCESO DE MANTENIMIENTO POR LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Se realizó un análisis estadístico de los datos arrojados por la Distribución de Weibull, que por su gran flexibilidad y capacidad de modelar la característica de vida de los dispositivos puede ajustarse a diversas distribuciones de confiabilidad y es ampliamente utilizada en los estudios de confiabilidad, pudiendo ser usada para una gran mayoría de modelos de fallo. La forma general de la Distribución de Weibull es [18]:

$$R = e^{[-(t-t_0) \div \eta]^\beta} \tag{5}$$

Donde

- t₀- parámetro inicial de localización: tiempo ó vida mínima; define el punto de partida de la distribución;
- β- parámetro de escala, factor de forma o vida característica;
- η- parámetro de forma; permite establecer las posibles causas de falla del sistema evaluado.

Del análisis de Weibull se obtienen β y η y una vez obtenidos estos, se pueden calcular la “Función de confiabilidad”, la “Función de distribución de fallos”, la “Tasa de fallos” y la “Tasa acumulativa de fallos”, la “Moda”, la “Desviación típica”, la “Mediana” y el “Tiempo medio entre fallos”.

Según los valores obtenidos de β y t₀, el análisis permite dar respuestas sobre el tipo de mecanismo de fallas que constituyen la causa raíz, la cantidad de fallas que se puede esperar en determinado tiempo futuro, la confiabilidad de equipo existente contra la de uno nuevo y el momento en que debe reemplazarse una parte existente con una nueva para minimizar costos [19].

Se utilizó el software “STATGRAPHIS Plus”, mediante la opción Descripción-Datos de Vida-Análisis de Weibull, insertando los tiempos acumulados entre el momento inicial y cada avería: momento inicial - tiempo hasta la primera avería, momento inicial-tiempo hasta la segunda avería, etc. El programa traza un gráfico como el de la figura 4. El análisis demostró que, en todos los transformadores analizados, o bien no existía programa de mantenimiento, o el existente es inadecuado. Se impone, por tanto, proponer un programa de mejoras para el proceso de mantenimiento.

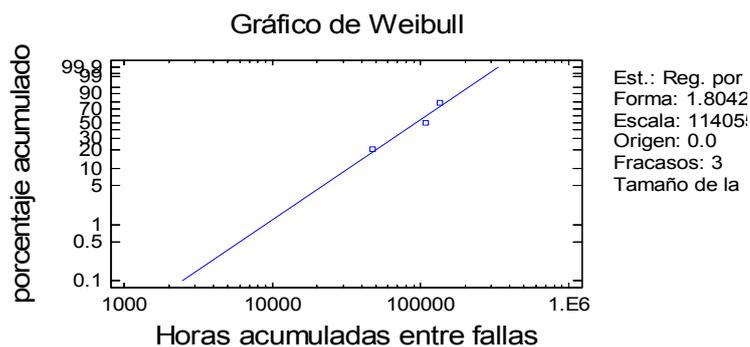


Fig. 4. Gráfico de Weibull para el mantenimiento de un transformador de potencia.

Como resultado del Análisis de Weibull efectuado para cada equipo, se obtienen el “Factor de forma”, “Factor de escala”, la “Función de confiabilidad”, la “Función de distribución de fallos”, la “Tasa de fallos” y la “Tasa acumulativa de fallos”, la “Moda” y la “Mediana”, la “Desviación típica” y el “Tiempo medio entre fallos”. Tomando distintos valores de tiempo t se obtienen distintos valores de confiabilidad R, con los cuales se conforma una gráfica, que muestra que esta magnitud aumenta al aumentar el tiempo transcurrido entre una y otra falla.

CONCLUSIONES

Es necesario mejorar el sistema de mantenimiento establecido para los transformadores de potencia del patio de la CTE analizada, pues su análisis por la Distribución de Weibull arrojó que no existe programa de mantenimiento para algunos de estos equipos y para los que hay, no es el adecuado.

El tiempo de operación de los transformadores de la central termoeléctrica analizada es de 21 a 23 años, es decir, el grado de polimerización podría ya haberse reducido hasta alrededor del 20-25 % del original.

Es de destacar el caso del transformador principal de una unidad generadora que, entró en servicio en 1995 y en el año 1998 resistió un gran cortocircuito en la unidad. Esta contingencia hizo necesario el cambio de los cubículos de 6 kV y reenrollar una fase del transformador auxiliar. Aunque el transformador principal resistió este evento, la vida de su aislamiento debe haberse acortado, lo que se traduce en la baja del índice de polimerización.

RECOMENDACIONES

Se propone un programa de actividades de mantenimiento preventivo, que comprende inspecciones, pruebas termográficas, de descargas parciales, AGD y pruebas eléctricas, aprovechando los momentos en que cada transformador se encuentre fuera de servicio. El plan incluye actividades con distintas periodicidades, desde diarias hasta cada seis años, en que se debe realizar una inspección interna a cada equipo, aprovechando sus paradas [4].

Si el análisis de derivados furánicos que se efectúe al transformador de una unidad generadora, arroja la necesidad de reenrollarlo, debe considerarse por la UNE (Unión Eléctrica) la adquisición, con el tiempo requerido antes de una modernización, de las bobinas necesarias para esto.

Mientras no sea posible la realización de pruebas on-line de descargas parciales, debe considerarse la instalación de forma permanente, en cada transformador a monitorear en las centrales, de los sensores requeridos para las pruebas que se realizan periódicamente, lo que favorecería la realización de las mismas y la implantación en las termoeléctricas del monitoreo de gases disueltos en los transformadores principales de los bloques de generación.

REFERENCIAS

- [1]. *Resumen mantenimiento a transformadores*. [Disponible en: <<http://dieanjoh.blogspot.com/2008/08/resumen-mantenimiento-transformadores.html>>]. [Consulta: Febrero 2010].
- [2]. *Mantenimiento transformadores eléctricos*. [Disponible en: <<http://www.solomantenimiento.com/articulos/mantenimiento-transformadores-electricos.htm>>]. [Consulta: Febrero 2010].
- [3]. *Puesta Servicio Mantenimiento Transformadores*. [Disponible en: <<http://www.mitecnologico.com/Main/PuestaServicioMantenimientoTransformadores>>]. [Consulta: Febrero 2010].
- [4]. NÚÑEZ FORESTIERI, J., BERMÚDEZ F., G. Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia. En: *Trabajos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral. ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL-CHILE*. 2004, p. 1-10.
- [5]. *Mantenimiento de Transformadores Eléctricos*. En *Revista Electroindustria*. Edición 1. 2009, p.4.
- [6]. MUSAELIAN, E. S. *Naladka y ispitanije elektrooborudovaniya elektrostansiy y podstantsiy: Uchebnik dlia uchashixhsia energueticheskixh y energostoitelnixh texhnikumov*. Edición. Moscú: "Energuiya": 1979.
- [7]. *Ministerio de energética y electrificación de la URSS-Dirección técnica de explotación de sistemas energéticos-servicio productivo de generalización y difusión de la experiencia e información de avanzadas-"Soyuztexenergo"*. vols. Instruksia po ekspluatatsiy transformatorov. 2da. ed. Moscú, URSS: 1978.
- [8]. *Texhnicheskuie aspekti mnogofaktornogo analiza*. Habana: Diaks-Instituto Electrotécnico De Rusia "Elektroizoliatsiya"2002, [Material gráfico]
- [9]. AMANO, N. "Improvement of maintenance and inspection of transformers in Japan". En: *Actas de Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, (6-10 Oct. 2002)*.p.1500-1505 0 -7803-7525-4.
- [10]. MASCAREÑO, T. *El Análisis de Gases Disueltos en Aceite Aislante y el Diagnóstico de Fallas en Transformadores*. Habana: INEL: 2008., [Material gráfico].
- [11]. ARTERO, J. R. *Mantenimiento moderno en transformadores de potencia*. En: *Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, (Puerto Iguazú)*. CIGRÉ. Argentina. 24 al 28 de mayo de 2009.p.1-8.
- [12]. ÁLVAREZ, R. E., DEL POZO, M. *Mantenimiento de transformadores de potencia*. En: *XII ERIAC-Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ*. Foz do Iguazú-Pr, Brazil,. 20 al 24 de mayo del 2007.p. 1-8.

- [13]. MONTANÉ GARCÍA, J. , D., ARCE LÓPEZ, DORRBERCKER DRAKE, S., HERNÁNDEZ AREU, O. "Estado Actual del Diagnóstico de Transformadores de Potencia en las Centrales Eléctricas Cubanas". *Revista Energética*. Vol. XXXII, No. 1/2011 ed. Enero - Marzo, p. 53-61. ISSN 1815 - 5901.
- [14]. *Did You Know that the Oil Inside Could Be Killing Your Transformer*. Tallmadge, Ohio, U.S.A.: SDMYERS-THE TRANSFORMER CONSULTANTS 1998. [Material gráfico]
- [15]. HERNÁNDEZ CRUZ, E. *Nota Técnica # 17, Controlando y evaluando la gestión de mantenimiento*. Habana: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mmnew/bib/notas/Cm17.pdf> [Consulta: Febrero 2010].
- [16]. TAVARES, L. A. *Administración Moderna del Mantenimiento*. 2002, 141 p.
- [17]. FERNÁNDEZ GARCÍA, S. *Folleto Guía para el Desarrollo del Curso de Mantenimiento Basado en la Condición*. Habana: ENUNE-CIPEL-CUJAE. 2009, [Material gráfico].
- [18]. DORRBERCKER DRAKE, S. A. *Procesamiento y Análisis de Datos*. [Material gráfico]. Habana: CIPEL-CUJAE-ENUNE. 2005.
- [19]. *La Distribución Weibull*, [PDF]. [Consultado el: <<http://www.industrialtijuana.com/>> [Consulta: Febrero 2010].

AUTORES

Montané García, Jorge Juan. Ingeniero Eléctrico. Labora en la CTE de Santa Cruz del Norte. La Habana, Cuba.

e-mail: jorgemon@ctehabana.une.cu

Dorrbercker Drake, Santiago A. Ingeniero electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Facultad de Eléctrica, Instituto Superior Politécnico "José A. Echeverría", CUJAE, La Habana, Cuba.

e-mail: dorr@electrica.cujae.edu.cu

Hernández Areu, Orestes. Ingeniero Electricista Doctor en Ciencias Técnicas, Investigador Titular. Facultad de Eléctrica, Instituto Superior Politécnico, José A. Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: orestesh@electrica.cujae.edu.cu