

Sistema de monitoreo y diagnóstico para transformador de fuerza de una central termoeléctrica cubana

M. Sc. Esp. Jorge Juan Montané García^a, Dr. C. Santiago Alfredo Dorrbercker Drake^b, Dr. C. Orestes Nicolás Hernández Areu^b

^aUnión Nacional de la Electricidad/Central Termoeléctrica Este Habana, Santa Cruz del Norte, Mayabeque, Cuba, jorgemon@ctehabana.une.cu, ^bInstituto Superior Politécnico José A. Echeverría/CIPEL, Habana, Cuba, dorr@electrica.cujae.edu.cu, orestesh@electrica.cujae.edu.cu²

Resumen. En un transformador de fuerza (TF) de una central termoeléctrica (CTE) cubana, empleando la termografía infrarroja y el Análisis de Gases Disueltos en el aceite (AGD), se detectaron indicios de fallas en el aislamiento sólido. El trabajo trata sobre los TF, su sistema de aislamiento, la relación mantenimiento-diagnóstico; se brindan datos del TF estudiado, sus funciones estándares y el estado de su diagnóstico; se abordan las técnicas de ensayo y se aplican en el TF estudiado. Se propone la matriz de mantenimiento y diagnóstico del TF. Se realiza un análisis de factibilidad y sostenibilidad de las tareas de diagnóstico y se propone un sistema de monitoreo y diagnóstico para el TF, que permitirá la detección temprana y el seguimiento de las posibles fallas en su sistema de aislamiento sólido, para de esa forma contribuir a mejorar el sistema de mantenimiento establecido para el equipo, o a tomar la decisión de adquirir en su lugar un equipo nuevo.

Palabras Clave: Aislamiento sólido, diagnóstico, fallas, mantenimiento, monitoreo, transformadores de fuerza.

1. Introducción

Evaluar la condición de los TF se torna complejo, debido a la gran cantidad de variables consideradas y el gran número de equipos instalados. En la evaluación se analiza el estado del aislamiento, las bobinas y el aceite dieléctrico, para definir en qué momento ejecutar algún mantenimiento y tratar así de extender el tiempo de vida útil de los TF, elevando su disponibilidad [1]. Un conocimiento más preciso del estado de los TF es decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad y, por supuesto, para brindar un servicio eléctrico de calidad [2].

La forma en que se producen fallas en TF depende del tipo y las condiciones en que trabajan. El tiempo necesario para la evolución de una falla es variable, pues depende de un amplio conjunto de circunstancias; lo importante es que, antes de cualquier avería, aparecen indicios que pueden detectarse con relativa claridad, permitiendo realizar un diagnóstico precoz. La mayoría de los fallos pueden producirse por diferentes causas y tener distintos síntomas, por lo que se hace cada vez más importante utilizar sistemas de seguimiento para conocer el estado de los TF. La información obtenida de la vigilancia del funcionamiento de los TF proporciona datos de gran utilidad sobre su estado interno, pudiendo de este modo preverse gran

cantidad de fallas. Mediante el monitoreo se evita la aparición de averías peligrosas, se reducen los costos y se incrementan la fiabilidad, la disponibilidad y la calidad de la producción. Como el diagnóstico se fundamenta en la valoración periódica de las variables de estado de diagnóstico, se requiere adquirir una serie de equipos e instrumentos de medición y control.

Para brindar un servicio de calidad, se debe cumplir de forma óptima con los mantenimientos, a fin de lograr la máxima eficiencia de los equipos. En esto los TF juegan un papel primordial, al ser los encargados de introducir a las redes eléctricas la energía producida por los generadores. Además de los mantenimientos, a los TF se les debe realizar un monitoreo periódico, para prevenir, mediante un diagnóstico, daños futuros a mayores escalas. Para esta supervisión, se desarrollará una propuesta de sistema de monitoreo y diagnóstico para el TF de salida de una unidad generadora de una CTE cubana, con 20 años de servicio y que, a lo largo de su vida útil, ha presentado diversas fallas, con efecto negativo en el mismo. El sistema permitirá conocer en tiempo real el estado del aislamiento interno del TF y los inconvenientes en el desempeño de su gestión de mantenimiento, a fin de poder realizar mejoras continuas de los procesos que se desarrollan en el interior del mismo y deberá, además, ayudar a tomar una decisión correcta sobre si es más conveniente, en lugar de tratar de realizar un mejoramiento de las funciones del TF, adquirir un equipo nuevo.

2. Transformadores de fuerza

Sin los TF es imposible la transmisión de energía eléctrica, por lo que se constituyen entre los equipos de mayor valor en las CTE; por ello su mantenimiento resulta ineludible, si se aplica correctamente y a un costo competitivo, para evitar fallas y pérdidas económicas a causa de la interrupción del servicio eléctrico [3]. Es necesario, por tanto, realizar sólo las acciones de mantenimiento estrictamente necesarias, para devolver a los TF su capacidad total de trabajo y, al mismo tiempo, asegurar la mayor economía posible de recursos materiales y humanos. Para conocer qué acciones de mantenimiento es necesario realizar en un momento dado a un TF, debe realizarse previamente un diagnóstico eficaz y eficiente de su estado.

Importancia y funciones específicas de los transformadores de fuerza

La importancia de los TF, que tienen un uso muy amplio, radica en que posibilitan el transporte económico de energía eléctrica a grandes distancias, pues al elevar la tensión transmitida (las tensiones de salida de los generadores de las CTE oscilan entre 10,5 y 30 kV), disminuye la corriente y es posible reducir el diámetro de los conductores, con lo que se logra gran ahorro de materiales. Como los TF no tienen partes móviles, la transformación de tensión en ellos alcanza gran rendimiento; salvo casos muy raros, los valores de tensión y corriente del devanado de alta tensión, no pueden transmitirse a los consumidores, que requieren de tensiones más bajas [4].

Cada TF está compuesto de diversos elementos o sistemas [5], cada uno con un propósito específico, con funciones primarias y secundarias: el Sistema de

aislamiento, el Sistema de protección y monitoreo, el Sistema de Parte Activa y el Sistema de refrigeración:

Sistema de Aislamiento

- Aceite dieléctrico-Aislar bobinas y disipar calor;
- Papel Aislante-Aislar cada uno de los bobinados y conductores internos;
- *Bushings*-Aislar el conductor de alta tensión de la carcaza;
- Aisladores de porcelana-Aislar partes pequeñas externas e internas de los TF;

Sistema de protección y monitoreo

- Relé Buchholz-Desenergizar los TF en caso de CC internos;
- Válvula de alivio de presión-Aliviar rápidamente la sobrepresión interna en caso de fallas severas;
- Indicador de nivel de aceite-Chequear el nivel de aceite en el TF;
- Secador de aire-Proteger contra entrada humedad;
- Relé diferencial-Proteger los TF de CC internos;
- Relé de sobrecarga y fallas a tierra-Detectar fallas por sobrecargas sistema eléctrico;
- Relé de sobrecorriente-Proteger los TF de CC externos;
- Pararrayos-Proteger los TF contra sobretensiones que viajen por las líneas de transmisión;

Sistema de Parte Activa

- Núcleo-Acopiar flujo magnético entre los devanados;
- Devanados-Crear flujo electromagnético;

Sistema de Refrigeración

- Indicador de flujo de aceite-Verificar el funcionamiento de las bombas de aceite;
- Radiadores-Disipar Calor;
- Ventiladores-Mejorar la tasa de transferencia de calor entre los TF y el aceite;
- Motobombas de aceite-Mantener el flujo de aceite.

Sistema de aislamiento de los transformadores de fuerza

El aislamiento sólido de los TF está compuesto fundamentalmente por *electrocartón* (papel); además, contiene madera y aceite dieléctrico, cuyas funciones principales son la impregnación del aislamiento sólido y la transferencia de calor, pero es sensible a las descargas parciales (DP) y no soporta grandes intensidades de campo eléctrico. El aceite protege el aislamiento sólido, actúa como barrera entre el papel y los efectos dañinos del oxígeno y la humedad y sirve como medio para diagnosticar las condiciones internas del TF y el aislamiento [6]. Debido a esto, el papel impregnado en aceite cumple la mayor parte de la función de aislamiento, al soportar las mayores intensidades de campo y oponerse a la propagación de las DP que pudieran iniciarse en el sistema aislante [7]. Este papel se utiliza profusamente como aislamiento entre todas las partes activas de los devanados de los TF, pero su envejecimiento o deterioro es irreversible, pues es una sustancia compuesta en lo fundamental por celulosa, un polímero con un Grado de Polimerización (GP) (medida del largo de las moléculas [7], que determina su fortaleza mecánica, pues mientras

más largas son las cadenas de la molécula, más resistente es a los esfuerzos que actúen sobre la misma) que va disminuyendo con el paso del tiempo de explotación (TO) [7]. Cuando las uniones en las cadenas de celulosa comienzan a romperse, con el avance de la edad, el GP se reduce y la fortaleza mecánica de la celulosa disminuye [7]. El fin de la vida útil de los TF se produce cuando la fortaleza del papel desciende hasta (20-25)% del valor inicial; por debajo de este punto, el papel puede quebrarse, lo que determina el fin de la vida útil de los TF, que pueden no resistir los esfuerzos electrodinámicos asociados a los cortocircuitos (CC) ni a las sobretensiones de maniobra [8]. Llegado el TF a este punto de pérdida de propiedades mecánicas, debe cambiarse su aislamiento sólido, para lo cual debe reenrollarse, algo costoso y que no se enmarca en el tiempo asignado para los mantenimientos, por lo que, por lo general, en estos casos se desecha el TF y se adquiere en su lugar uno nuevo [9]. Por esto, en la industria se dice que *la vida del TF es la vida del papel* [10] y la mayor parte de las acciones de mantenimiento en los TF están dirigidas a mantener en estado óptimo el sistema aislante y, con ello, a frenar en lo posible el envejecimiento del papel [11].

El GP del papel nuevo y el de después del secado en la fábrica es de (1000-1200) [12]; según [10], estos valores son de (1000-1300) y 950. El valor de 450 se toma como nivel de alerta. A valores del GP de (500-950), la rigidez mecánica del papel es constante, pero en el margen de (200-500), este parámetro decrece en proporción a la disminución del GP. A un GP de 150, la rigidez mecánica se reduce al 20% del valor inicial y, por debajo de este valor, el papel no tiene rigidez mecánica alguna, por lo que se considera que, por debajo de un GP de 200, el papel pierde todas sus propiedades mecánicas y el TF es susceptible a daños [10], [12].

La Fig. 1 muestra el comportamiento del GP del papel del aislamiento de los TF, en función del tiempo de operación (TO). La recta indica la disminución del GP, en el transcurso del TO, en un grupo de TF con una explotación y mantenimiento promedios. La línea superior muestra la disminución del GP en un grupo de TF con explotación y mantenimiento óptimos y la curva inferior muestra este descenso en un grupo de TF en que se produjeron numerosas sobrecargas y CC externos y se violó el programa de mantenimiento; en estos, al acercarse el TO a 25 años, el GP es de alrededor del 25% del inicial, es decir, los equipos prácticamente han concluido su vida útil. De ahí se desprende la importancia de realizar una correcta explotación y mantenimiento a los TF, lo que está intrínsecamente relacionado con el diapasón de ensayos de diagnóstico que se les realizan y que deben permitir conocer con certeza el estado de su aislamiento interno.

Mantenimiento a los transformadores de fuerza

Los daños debidos a averías o fallas de un TF pueden tener impactos catastróficos sobre el hombre, el medio ambiente y el sistema eléctrico y, consecuentemente, sobre la economía, máxime si se considera que los TF requieren estar disponibles el 100% del tiempo, a fin de garantizar su continuidad operativa. Por ello, la revisión y mantenimiento de los TF deben efectuarse con la periodicidad y calidad apropiadas [14], por lo que es imprescindible contar con un sistema de mantenimiento que responda a dichas exigencias. El mantenimiento debe planificarse de acuerdo a las

indicaciones del fabricante; la definición de sus plazos se realiza sobre la base del comportamiento del TF y la disponibilidad de éste, sobre todo para las paradas [15].

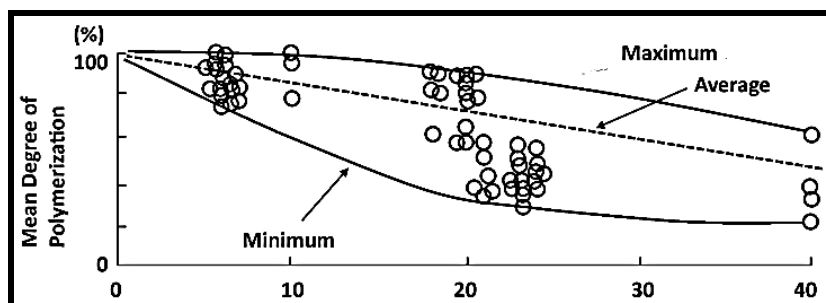


Fig. 1. Cambios en el GP del papel del aislamiento de los TF con el transcurso del TO [13]

Una de las actividades más importantes, en el mantenimiento de los TF, es la implementación de las acciones necesarias para proteger y salvaguardar su sistema de aislamiento interno, a fin de prolongar su funcionalidad. Antes de intervenir en un TF, debe conocerse qué está ocurriendo dentro del mismo; por ello, previamente, deben estudiarse sus elementos constructivos y los factores de envejecimiento del aislamiento, pues el buen conocimiento de ambos temas facilita la programación, el desarrollo y la aplicación del programa de mantenimiento correspondiente [16].

El mantenimiento a los TF es el conjunto de acciones necesarias para conocer y mejorar su estado técnico y restaurarlos a las condiciones de operación proyectadas; su objetivo es mejorar condiciones del sistema de aislamiento interno [17]. Este mantenimiento es primordial para que los TF estén en condiciones de suministrar el 100% de potencia sin riesgos o interrupciones. Como los TF son equipos costosos, su revisión debe efectuarse con la periodicidad establecida en el proyecto de instalación y adecuarla a las características específicas de su utilización y ubicación [15].

La probabilidad de fallas se incrementa a medida que los TF envejecen y decrece después de que se les efectúan mantenimientos de forma adecuada [18].

Aunque existen diversos métodos o sistemas de mantenimiento, los más aplicados en Cuba a los TF son: Mantenimiento preventivo y Mantenimiento correctivo [17].

Debe definirse el tipo de mantenimiento más conveniente, tomando en cuenta las características de los TF, los años de trabajo y, cuando corresponda, el resultado de los ensayos de diagnóstico. Se puede escoger entre los mantenimientos: preventivo, predictivo y correctivo, basados en la condición de funcionamiento de los equipos.

Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo es el conjunto de acciones de mantenimiento realizadas a intervalos determinados, para reducir la posibilidad de que la confiabilidad de los TF caiga por debajo del nivel requerido de aceptabilidad [17]. Para que los resultados del mantenimiento preventivo sean los requeridos, su volumen

y los recursos a utilizar se planifican con la antelación debida; por esto se le denomina comúnmente mantenimiento preventivo planificado (MPP).

Las características principales del MPP son, según [17]: establece distintos tipos de mantenimiento, en función de su contenido y duración, así como intervalos de tiempo entre los distintos tipos de mantenimiento y normas de recursos humanos y materiales para los distintos tipos de mantenimiento; evalúa la calidad de los mantenimientos mediante ensayos previos y posteriores, de acuerdo a las normas establecidas.

Un TF con el sistema de aislamiento adecuadamente mantenido es capaz de soportar mejor problemas tales como las sobretensiones. La concepción de cualquier sistema de mantenimiento a TF debe considerar los siguientes aspectos: factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento; ensayos y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del TF; medidas correctivas que deben tomarse si se detectan anomalías en el MPP [16].

El MPP de los TF ha estado basado en la medición de la resistencia de su aislamiento y de la rigidez dieléctrica de su aceite. Sin embargo, introduciendo ensayos como la medición de $\tan \delta$ o del factor de potencia del aislamiento ($\cos \phi$), el contenido de humedad, la tensión interfacial, la acidez y otras, se amplía el diapasón de conocimientos sobre el estado del sistema de aislamiento [16].

El mantenimiento preventivo, según su extensión, establece los tipos de mantenimientos siguientes: Mantenimiento parcial y Mantenimiento capital [17].

El mantenimiento parcial se efectúa durante quince días, una vez al año, con el objetivo de cambiar componentes de corta vida, limpiar el TF, eliminar los defectos detectados durante la operación y realizar ensayos eléctricos y análisis al aceite de los TF [17]. Si existen conmutadores bajo carga (CBC), se da mantenimiento al sistema de conmutación, para anular las consecuencias de los arcos internos que se producen durante su funcionamiento. El CBC se extrae para su revisión y reparación, así como se cambia el aceite de su recipiente [3]. Se presta particular atención al caso en que se produzca comunicación entre el tanque principal y el del CBC, lo que debe eliminarse, pues en este caso se falsea el resultado del análisis cromatográfico del aceite del tanque principal del TF, al aparecer elevadas concentraciones de carbón en el mismo, que se interpreta erróneamente como un defecto en la celulosa [14].

El mantenimiento capital de los TF se ejecuta cada seis años, con una duración de sesenta días y para ejecutar volúmenes de trabajo que sobrepasan considerablemente el contenido y duración de un mantenimiento parcial y consumen mayor cantidad de recursos [17]. Del TF se retiran los aisladores pasatapas (*bushings*), radiadores, el tanque expansionador, las tuberías y otros y se destapa la parte activa, revisándola y eliminando los defectos en la misma y comprobando la resistencia de aislamiento de sus elementos y de su circuito de puesta a tierra. Se da mantenimiento a los accesorios, se comprueba el indicador de nivel de aceite, la vejiga (balsa) y el relé de gas, se revisa y verifica el funcionamiento de la válvula de corte; se revisa, ajusta y verifica la válvula de seguridad y se da mantenimiento a las motobombas y los motores de los ventiladores. Se confeccionan y cambian las juntas necesarias, se cambia la *silicagel*, se arma el TF y se acondicionan y montan los *bushings*. En los TF con CBC se le da mantenimiento a éste [3] como se hace en el mantenimiento parcial. Por último, el TF se somete a un proceso de secado de su aislamiento y a la realización de los ensayos eléctricos establecidos y los respectivos análisis de aceites, cuyos resultados determinarán la puesta en servicio o no del equipo.

Mantenimiento correctivo

Si las inspecciones muestran que el TF posee problemas de humedad, gases combustibles, productos de la oxidación, fugas de aceite y otros, se le realizan trabajos de mantenimiento correctivo, como la desgasificación o reducción del nivel de humedad y la remoción de sedimentos o desenlode del equipo. Este mantenimiento correctivo puede efectuarse tanto durante los mantenimientos parciales y capitales como fuera de los mismos, ante la ocurrencia de desviaciones en los parámetros normales de operación de los TF. Las acciones de mantenimiento correctivo deben acometerse con la mayor rapidez y calidad posibles, a fin de eliminar las causas que hicieron necesaria su realización.

Mantenimiento en Base a la Condición

El objetivo del Mantenimiento en Base a la Condición (MBC) o predictivo es encontrar, a través de diversos ensayos y controles, desviaciones en los parámetros del aislamiento de los TF, lo que permite establecer el momento apropiado para ejecutar el mantenimiento o el retiro del servicio, antes de que ocurra una falla grave.

Las técnicas de diagnóstico permiten transitar desde el MPP y el mantenimiento correctivo o condicionado, al MBC, obteniendo mayor disponibilidad para el servicio, al reducir los tiempos de intervención. Para esto se realizan diferentes ensayos y controles, no necesariamente simultáneos, a fin de conocer con exactitud el estado del sistema de aislamiento de los TF y planificar las intervenciones en los mismos, antes de que las fallas en ellos puedan convertirse en totales, mayores o críticas. Al conocerse con precisión, después de esto, los defectos que se deben eliminar, puede precisarse con certeza el volumen de tareas de mantenimiento a realizar.

El MBC de los TF se desarrolla sobre la base de las estadísticas y debe tener en cuenta, para las inspecciones y controles, a los TF de mayor impacto en la CTE y cumplir las siguientes exigencias: preservar la función del TF; evaluar las fallas funcionales, identificando los modos de fallas en componentes específicos, susceptibles de provocar daños; priorizar la importancia de los modos de fallas, ubicándolas en una de las siguientes categorías: problemas de seguridad, de desconexión, económicos o fallas ocultas 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 [19].

Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC) implica realizar mantenimiento sólo donde las consecuencias de las fallas así lo requieren; para esto se necesita ejecutar un estudio exhaustivo de todas las funciones, fallas, modos y consecuencias de fallas, para luego decidir dónde y qué tipo de mantenimiento hacer. El MCC establece un orden de prioridades: la seguridad y el medio ambiente, la

producción, la disminución de los costos de reparación. Esto ha hecho que sea una herramienta valiosa donde se requieren elevados niveles de seguridad, generando, a cambio de los esfuerzos, gratos resultados. Al ser “muy centrado en la confiabilidad” le da poco peso a otras razones para dar mantenimiento. Para poder realizar una propuesta más completa de tareas de MCC, debe realizarse un análisis completo de las funciones, fallas funcionales, modos, efectos y consecuencias de las fallas, además de las tareas preventivas a realizar y lo que debe hacerse si no se pueden ejecutar las mismas; es decir, es necesario responder las siguientes preguntas: ¿Cuáles son las funciones y los estándares deseados de desempeño del activo en su contexto operativo actual (Funciones)?; ¿De qué maneras el TF puede dejar de cumplir sus funciones (Fallas Funcionales)?; ¿Qué causa cada falla funcional (Modos de Falla)?; ¿Qué pasa cuando ocurre cada falla funcional (Efectos de Falla)?; ¿En qué formas afecta cada falla funcional (Consecuencias de Falla)?; ¿Qué debe hacerse para predecir o prevenir cada falla funcional (Tareas Proactivas y Frecuencias)? Y ¿Qué debería hacerse si no se pueden hallar tareas preventivas aplicables (Tareas por omisión)? [18]

Regulaciones del mantenimiento a los transformadores de fuerza

En general, los estándares, normas o regulaciones que se aplican en el mantenimiento, dependen del fabricante de los TF, pues, como elemento de comparación en los ensayos durante su vida útil y, en particular, durante los mantenimientos, se utilizan como referencia los resultados de los ensayos efectuados en fábrica y en mantenimientos anteriores. Existen normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI o IEC), como la IEC 60422 (*Mineral insulating oils in electrical equipment*) [20], en las que se establecen los ensayos, tareas y actividades a seguir para evaluar el estado del aceite de los TF y decidir las actividades de mantenimiento a realizar.

Mantenimiento de los aceites aislantes para transformadores

La contaminación de los aceites aislantes está básicamente relacionada con: presencia de agua, tanto en forma disuelta como en emulsión, medida en partes por millón (ppm). Según la norma IEC 60814[22], que establece los niveles permisibles de presencia de agua en el aceite dieléctrico, atendiendo a sus tensiones nominales, los niveles máximos, para la base experimental de esta investigación, son de hasta 30 ppm para los TF de salida de bloque y de arranque y reserva, de tensiones nominales máximas de 121 kV y de hasta 40 ppm para los TF de servicios propios, de tensiones nominales máximas de 10, 5 kV; presencia de partículas provenientes del medio ambiente o de la celulosa, que son despedidas del aislamiento por las vibraciones u otros esfuerzos mecánicos y electrodinámicos sobre los electrocartones e ingresan al tanque de los TF a través de los respiraderos y presencia de productos de la oxidación del aceite, debidos a esfuerzos de operación, puntos calientes y suciedad, así como descompensaciones, que provocan la generación de gases.

La contaminación de los aceites aislantes es sumamente perjudicial, pues contribuye a la degradación de los mismos, afectando sus propiedades dieléctricas.

Dependiendo del tratamiento que se necesite, los procesos al aceite de los TF pueden ser de Reacondicionamiento y de Regeneración [21].

El mantenimiento a los aceites no logra la extensión de la vida útil de la celulosa, si los elementos aceleradores del envejecimiento (agua, oxígeno y ácidos) no son removidos del papel [12]. Un simple reacondicionamiento, que comprenda la desgasificación y filtración del aceite, no es suficiente, pues el aceite no extrae completamente los ácidos que se acumulan en la celulosa, ni el agua que los mismos contribuyen a retener. Es necesario, por tanto, secar todo el TF y no sólo su aceite. La desgasificación a elevadas temperaturas puede remover cierta cantidad de agua de la celulosa, pero el aceite caliente en forma de rocío, conjuntamente con la aplicación de vacío, es el método más eficiente. Este tratamiento, sin embargo, puede ser menos efectivo para las partes no expuestas directamente al mismo, pero el calentamiento de los enrollados puede compensar esto. Cuando los ensayos realizados indican que el aceite no cumple con uno de los parámetros medidos, es necesario efectuar un tratamiento al mismo, para extender su vida y, consecuentemente, la del TF.

3. Monitoreo y Diagnostico. Relación entre el mantenimiento y el diagnostico

Como es conocido, *monitoreo* es el seguimiento, rastreo, chequeo, ya sea de un equipo, persona o simplemente de un evento determinado. Según [19], el monitoreo es la recolección de datos, e incluye el desarrollo de sensores, técnicas de medición y hardware para la adquisición y almacenamiento de los mismos.

Una vez interpretados todos los datos, recolectados en el monitoreo, se toman las decisiones, mediante las consecuencias que dichas lecturas indiquen. El diagnóstico es la ciencia encargada de determinar, por los síntomas, el estado y el carácter de una posible rotura, envejecimiento y otras fallas, partiendo del análisis y procesamiento de sus datos de pruebas, fallas e históricos; consiste en la interpretación de los datos, para detectar fallas en evolución, su grado de desarrollo, encontrar la posible causa y localizar la zona afectada y tiene como objetivo detectar las desviaciones de los parámetros de control, analizar sus tendencias, determinar sus causas, de manera que permita proponer las medidas correctoras, que permitan la intervención oportuna del equipo, para lograr máxima disponibilidad y confiabilidad de los mismos [19].

El conocimiento preciso del estado de los TF es decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad y brindar un servicio eléctrico de calidad. Los modos de falla de probable ocurrencia en el aislamiento de los TF son generalmente de rápida evolución y, en su etapa final, normalmente ocasionan la generación de descargas parciales (DP), llevando a la pérdida de funcionalidad del TF, con un alto costo asociado. Según [1], existen diferentes formas, en las cuales los TF sufren el deterioro de su aislamiento, en dependencia de las condiciones de operación a las que se exponen, como sobrecargas, elevaciones de temperatura, sobreesfuerzos eléctricos y mecánicos, asociados a la circulación de corrientes de falla y sobretensiones, provocadas por maniobras o descargas atmosféricas. Por todo esto, es necesario

realizar una evaluación integral de la condición de los TF, mediante la ejecución periódica, tanto de ensayos eléctricos, como de análisis físico-químicos (ACA) del aceite, para conocer el avance real de los procesos de deterioro al interior de los equipos.

Cualquier TF está expuesto, en distinto grado, a esfuerzos térmicos, eléctricos, provocados por el medioambiente y mecánicos (los “esfuerzos TEAM”), por lo que la evaluación de su condición, por métodos de supervisión en y fuera de línea, se ha vuelto una estrategia clave para conocer su estado real [10].

En el mundo existen TF con 30-40 años de vida, que han mantenido temperaturas de funcionamiento de sus aislamientos internos de (65-95)°C, aunque algunos TF siguen operando aún después de 60 años. Las empresas que poseen TF están interesadas en extender su vida productiva, pues, en la actualidad, el riesgo asociado a la falla de TF se ha incrementado, debido al crecimiento de la demanda de electricidad, la toma de decisiones acerca de postergar o reducir las inversiones en reemplazo de equipos y los cada vez mayores tiempos de entrega de unidades nuevas o reparadas por parte de los fabricantes [1].

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo, en dependencia de las condiciones térmicas y eléctricas, la cantidad de agua y oxígeno y otras condiciones del interior del TF. Otros aspectos, como fallos externos y sobretensiones, tienen un efecto negativo en la condición del aislante [2]. El proceso de degradación de los TF evoluciona gradualmente hasta presentarse las fallas, que pueden ser catastróficas. La detección oportuna de una degradación, que permite programar reparaciones de los TF y evitar daños mayores, puede ser efectuada mediante el monitoreo de ciertos parámetros claves, que sirven para diagnosticar la condición del aislamiento [23].

Relación entre el mantenimiento y el diagnóstico. Variables de estado de diagnóstico. Criterios de diagnóstico de transformadores de fuerza

La identificación del nivel de ocurrencia y el grado de aceleración y severidad de los principales modos de falla permite elaborar planes de mantenimiento a los TF [24], por lo que, una vez valorados estos aspectos, a través de la aplicación de técnicas de diagnóstico y, con esto, tomar decisiones estratégicas sobre el ciclo de vida de los equipos, se proponen las tareas de MCC a ejecutar en los TF estudiados, atendiendo a sus modos de fallas. Esto implica realizar mantenimiento sólo donde las consecuencias de las fallas lo requieren; para lo que debe realizarse un estudio exhaustivo de todas las funciones, fallas, modos y consecuencias de las fallas, para decidir dónde y qué tipo de mantenimiento hacer [25].

Las variables de estado de diagnóstico permiten conocer la condición de los TF. Si estas variables son obtenidas, procesadas y ubicadas de forma correcta, crean las condiciones necesarias para la aplicación del MBC, a partir del tratamiento de las mismas. Es decir, el uso de las matrices de fallas o matrices “S” y las de parámetros óptimos, ofrece un camino para la definición de las variables mínimas a obtener y procesar. Ahora bien, la obtención de las variables de estado de diagnóstico óptimas, no implica conocer de forma precisa el estado del TF, pues esta información requiere de todo un sistema de tratamiento de la información, que comienza en la obtención del dato, la ubicación y el procesamiento adecuado del mismo [26].

Las variables de estado de diagnóstico de un TF, que, en su mayoría, pueden obtenerse de los sensores ubicados específicamente para ello, se identifican de la siguiente manera:

Variables directas: relacionadas con el trabajo del sistema de monitoreo y diagnóstico en tiempo real.

Analógicas: Contenido de gases en el aceite, temperatura del enrollado del TF, corrientes de carga, temperaturas del aceite (superior e inferior) de los radiadores, temperatura del ambiente que rodea al equipo.

Digitales: Disparo de la protección de gas (Buchholz), operación de los ventiladores de los enfriadores, operación de las bombas de los enfriadores.

Variables indirectas: relacionadas con el funcionamiento del sistema de diagnóstico en tiempo real, con el sistema de ensayos off-line y con el procesamiento de los datos para la obtención de resultados, necesarios para el análisis dinámico del punto de diagnóstico.

Analógicas: Tensiones, potencias activa y reactiva.

Digitales: Disparo de las protecciones, posición de los interruptores.

La evolución de la vida de los TF está relacionada con la necesidad de optimizar su uso, minimizando los riesgos de fallas y manteniendo los compromisos de calidad del servicio, para poder programar los reemplazos. El concepto de “fin de vida” se aplica cuando el TF no es capaz de cumplir la función a él asignada en su perspectiva económica. El tiempo de vida de un TF varía bajo la acción de esfuerzos térmicos, eléctricos, electromagnéticos y electrodinámicos y por el efecto de contaminaciones y procesos de envejecimiento. La fortaleza calculada para un TF decrece durante su vida, debido al envejecimiento, pero puede deteriorarse más rápido de lo normal, bajo la influencia de contaminantes o procesos destructivos [27]. El fin de vida técnico de un TF es función del diseño, la historia operacional y de su estado actual y futuro. Muchos métodos propuestos para estimar el fin de vida están centrados en uno de los aspectos solamente; por ejemplo, el estado del material aislante. No solo la carga y la temperatura, sino también el número de CC y sobretensiones, las debilidades de diseño, las reparaciones, las transportaciones entre distintos lugares y otros influyen en la capacidad del TF para cumplir su función. Para hacer este tipo de estimaciones, es necesario un profundo conocimiento de las interrelaciones técnicas y poder acceder a la información histórica, relacionada con la operación de cada equipo.

Los ensayos eléctricos para determinar el estado técnico de los TF son una manera más de obtener un diagnóstico más acertado de fallas. La aplicación de nuevas tecnologías ha hecho posible una mayor flexibilidad durante el desarrollo de las mediciones. Es importante tener en cuenta el criterio de evaluación de los resultados, por lo que es necesario que la persona que elabora el diagnóstico posea conocimientos profundos en la materia y poder de interpretación de lo que está midiendo, pues un análisis superficial de los resultados provoca errores en la toma de decisiones, con las consiguientes pérdidas económicas. La mayoría de los ensayos off-line y on-line están dirigidos a detectar las fallas del aislamiento de los TF y son mediciones de características eléctricas o físicas, que se realizan con una periodicidad de entre dos años y tres meses, en dependencia del nivel de tensión eléctrica de los TF y permiten detectar la evolución de fallas de lento desarrollo y comprobar los resultados de las fallas específicas en evolución, señaladas por el sistema en tiempo real, si existe este.

Transformador de fuerza 3T de la CTE Habana

Tipo ТДЦ-125000/220-75Т1, de tres devanados, con enfriamiento forzado por aire y aceite (OFAF) y regulador de tensión no bajo carga. Potencia nominal: 125 MVA. Puesta en servicio: 1995. Tensión y Corriente Nominal: AT: 242 kV/314 A; BT: 10, 5 kV/6938 A. Conexión y Grupo: $\Delta / Y -1$. Régimen de trabajo del Neutro: Aterrado sólidamente. Transformadores de Corriente instalados en los bushings de AT y de la neutral. Bushings herméticos, con aislamiento exterior reforzado y aislamiento interior de papel impregnado en aceite; con un ángulo de 45° de inclinación respecto a la vertical; tensión 220 kV; corriente 630 A; para uso en clima tropical.

Fallas en los transformadores de fuerza. Modos o causas, clasificación, distribución o peso y principales causas y efectos de fallas en los transformadores de fuerza.

Existen varias tendencias para tratar los modos de fallas, pero se aconseja reducirlos a cinco tipos: Falla Total, Falla Parcial, Falla Intermitente, Falla Gradual y Sobrefuncionamiento [28]. Sin embargo, según [24] y [7], los principales modos de falla en los TF son el aislamiento principal papel-aceite, los *bushings* y los conmutadores bajo carga (CBC). Los modos de fallas del papel de los TF son la *pirolisis*, la *hidrólisis* y la *oxidación*.

Los modos de fallas del aceite se basan principalmente en la *pirolisis*, la *hidrólisis* y la *oxidación*, debida al oxígeno disuelto en el mismo. Adicionalmente, la *contaminación* afecta también las propiedades dieléctricas del aceite, debido a la presencia de partículas y fibras. Los modos de fallas que más afectan los *bushings* están relacionados con el ingreso de *contaminación*, principalmente humedad, causada por el deterioro de juntas y el depósito de impurezas y contaminantes en el canal de separación entre el cuerpo capacitivo y la porcelana, como subproducto del deterioro del aceite. Por otra parte, la *carbonización de contactos* y la *contaminación del aceite* son los principales modos de falla que afectan a los CBC.

Los principales modos de falla en el TF objeto de estudio son, según el análisis de las fallas producidas en este equipo, el *aislamiento principal papel-aceite* y los *bushings*. El principal modo de fallas del *papel* es la *pirólisis*. El principal modo de fallas del *aceite* es la *pirólisis*. Los modos de fallas que más afectan los *bushings* son los *defectos en el aterramiento* y la *baja presión de aceite*.

Al igual que en todos los activos, las fallas en los TF pueden ser clasificadas por su alcance, velocidad de aparición, impacto y dependencia. La clasificación de fallas según la norma venezolana [29] es suficientemente abarcadora, por lo que se adopta para el análisis de los defectos en la presente investigación.

Por su alcance

Total: Origina desviaciones o pérdidas de las características de funcionamiento del TF, tales que producen incapacidad para cumplir su función;

Parcial: Origina desviaciones en las características de funcionamiento del TF, fuera de límites especificados, pero no la incapacidad total para cumplir su función;

Por su velocidad de aparición

Progresiva: Se observa la degradación de funcionamiento del TF y puede ser determinada por un examen anterior de las características del mismo;

Intermitente: Se presenta alternativamente por lapsos limitados;

Súbita: Ocurre instantáneamente y no puede ser prevista por un examen anterior de las características del TF.;

Por su impacto

Menor: No afecta los objetivos de producción o de servicio;

Mayor: Afecta parcialmente los objetivos de producción o de servicio;

Crítica: Afecta totalmente los objetivos de producción o de servicio;

Por su dependencia

Independiente: Sus causas son inherentes al TF;

Dependiente: Su origen es atribuible a una causa externa.

Las fallas en el TF estudiado pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

Por su alcance

Parcial: han originado desviaciones en las características de funcionamiento del TF, pero no la incapacidad total para cumplir su función.

No se han producido fallas totales, que originen desviaciones o pérdidas de las características del TF, que produzcan incapacidad para cumplir su función.

Por su velocidad de aparición

Progresiva: se observa la degradación de funcionamiento del TF, que se refleja en los resultados del AGD y puede ser determinada por exámenes anteriores.

No se han observado fallas intermitentes, que se presenten alternativamente por lapsos limitados.

Súbita: ocurrió instantáneamente en 1998, debido a un CC externo y no pudo ser prevista por un examen anterior de las características del TF.

Por su impacto

Menor: se han producido fallas que no afectan los objetivos de producción o de servicio.

Mayor: no existen ese tipo de fallas en el TF, que afecten parcialmente los objetivos de producción o de servicio.

Crítica: se produjo en 1998 y afectó totalmente los objetivos de producción o de servicio, pues debido al CC externo el TF estuvo *160 horas* sin entregar energía al Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

Por su dependencia

Independiente: se produjeron en lo fundamental fallas de causas inherentes al TF.

Dependiente: se produjo en 1998, debido a un CC externo, es decir su origen era atribuible a una causa externa.

Las distribuciones de fallas ocurridas en distintos TF a nivel internacional muestran un predominio de las fallas en devanados y bushings, seguidas de las fallas en CBC y, en menor grado aún, de explosiones y problemas en núcleos. En el TF objeto de estudio en esta investigación aparecen sólo fallas en la parte activa y en *bushings*.

El Diagrama de Ishikawa muestra todas las causas que pueden incurrir en fallas de un TF y todas sus posibles repercusiones. Mientras más cerca del recuadro "Fallas" se

encuentren, peor será la consecuencia de las fallas. . El Diagrama ofrece un plano abarcador de todas las fallas que un TF puede presentar en su vida útil y se considera una guía para poder emitir algún diagnóstico ante determinado problema. El Diagrama de Ishikawa del TF estudiado se muestra en la Fig. 2.

4. Métodos de monitoreo y diagnóstico a transformadores de fuerza

La probabilidad de fallas aumenta al envejecer los TF y decrece después un mantenimiento, que restablece las condiciones de operación proyectadas. Por eso se crea un sistema de monitoreo y diagnóstico, que evite cualquier tipo de imprevisto, que ocasione afectaciones a la entrega de energía al Sistema Electroenergético Nacional (SEN), para lo que debe conocerse la parte afectada, el impacto de las fallas sobre el sistema y disponerse de la máxima cantidad de información posible sobre el origen de las fallas, su evolución y posibles causas, para desarrollar modelos que posibiliten intervenir en el momento óptimo a los TF y prevenir averías. Estudiando la documentación, los resultados de la explotación y los ensayos de diagnóstico, se llega a una evaluación más completa. La detección temprana de fallas ocultas permite reducir el costo de reparación, pues se evitan daños mayores y más costosos y difíciles de reparar [5]. Los elementos de diseño, aplicación y explotación del TF inciden sobre la investigación de fallas en el mismo. Los elementos a investigar dependen de la naturaleza y severidad del problema. Debe buscarse la información básica, obtener datos operacionales de aplicación, entrevistar a quienes puedan conocer el problema, inspeccionar el TF y desmantelarlo completa o parcialmente si existe una falla envuelta, analizar la información disponible y los datos históricos del TF, preparar un reporte preliminar, revisarlo con los implicados en el caso y escribir un reporte final, sin omitir detalles, pues los aparentemente más pequeños a veces pueden representar las pistas esenciales para la solución. La recolección de todos los datos relevantes es el aspecto más importante de la investigación.

Controles y ensayos de diagnóstico de los transformadores de fuerza. Controles “off-line” y “on-line”.

Los controles a TF abarcan inspecciones, ensayos, análisis físico-químicos y cromatográficos al aceite, pruebas de ventilación forzada, relés Buchholz y otros. Durante la realización de los controles aparecen datos e indicios, que pueden sugerir la realización de un número de ensayos mayor del inicialmente previsto, para así mejorar la calidad del diagnóstico final.

Para realizar los controles a los TF son necesarios recursos materiales (equipos de ensayo certificados) y humanos (especialistas certificados en controles y ensayos). Estos controles, que deben ser confiables, precisos y repetitivos [30], se dividen en “off-line” y “on-line”.

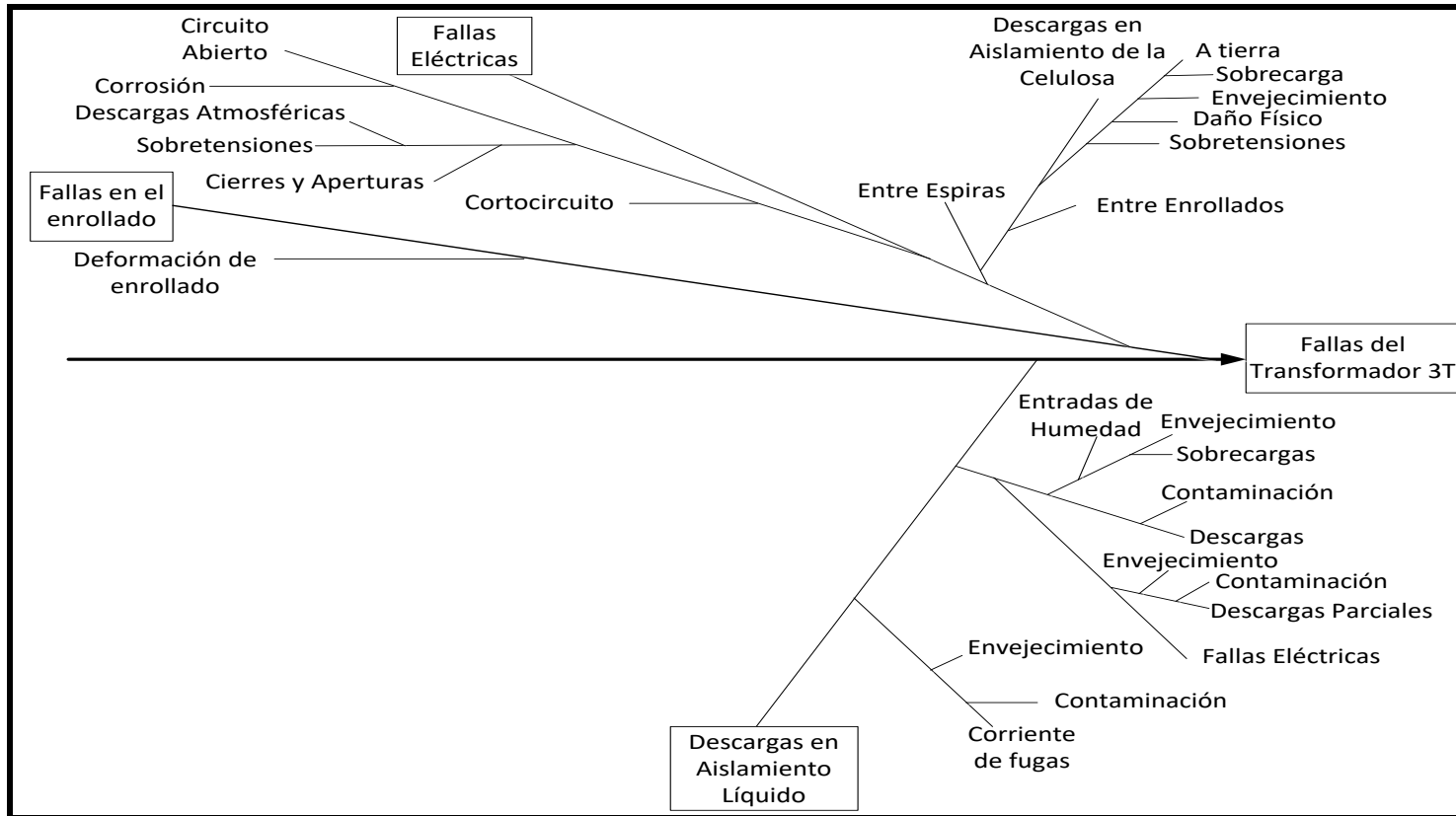


Fig. 2. Diagrama de Ishikawa del TF (Diagrama de Ishikawa, de espina de pescado o diagrama causa-efecto)

Los controles off-line, con los TF fuera de servicio, son efectivos para diagnosticar fallas eléctricas, al tener más cobertura sobre el sistema aislante que los controles on-line, aunque sus resultados no corresponden con las condiciones reales de operación; si se realizan antes y después de un mantenimiento al aceite, permiten verificar la efectividad del secado. Si los ensayos on-line detectan un contenido anormal de gases en el aceite, los ensayos off-line se usan como herramienta de diagnóstico para determinar la posibilidad de existencia de fallas eléctricas o mecánicas. A continuación se muestran algunos ensayos off-line que se realizan a los TF y las fallas que es capaz de detectar cada uno de ellos [31]:

- Resistencia de aislamiento y coeficiente de absorción-defectos de aislamiento entre enrollados o a tierra; deficiencias en los *bushings*;
- Resistencia del enrollado a la CD-fallas del aislamiento entre espiras;
- Relación de transformación-fallas del aislamiento entre espiras;
- Medición de las pérdidas en vacío y corriente de excitación-defectos en circuito magnético; fallas de aislamiento entre espiras; conexiones incorrectas en enrollados; defectos en cambiador de derivaciones.

Ensayos al cambiador de derivaciones

- Presión y resistencia de contactos-fallas mecánicas y eléctricas

Ensayos a los *bushings*

- Resistencia de aislamiento (IR), pérdidas dieléctricas y capacitancia-fallas eléctricas

Los controles on-line presentan las ventajas siguientes [31]: informan sobre los parámetros evaluados en condiciones de operación; permiten tomar decisiones acerca de la necesidad de emplear controles off-line y su realización no afecta las condiciones operativas y de disponibilidad de los TF.

Ensayos físico-químicos al aceite de los transformadores de fuerza. Análisis de gases disueltos en el aceite de los transformadores de fuerza. Necesidad de complementación del AGD con el análisis de derivados furánicos en el aceite de los transformadores de fuerza. Determinación del grado de polimerización del aislamiento sólido

Los ensayos físico-químicos (ACA) permiten evaluar variables asociadas a la condición del aceite y son de gran interés, al representar el punto de partida para diagnosticar lo que sucede en el aceite del TF, por lo que es necesario realizarlos con periodicidad, para tener una idea de la evolución del aceite en el TF [1]. A continuación se muestran estos ensayos:

- Densidad a 20 °C, g/cm³, norma NC 33- 28;
- Número de neutralización, mg KOH/g, norma ASTM D 974, detecta sustancias polares de reacción ácida;
- Agua por K. Fischer, ppm, norma IEC 60814, detecta humedad (falla eléctrica);
- Humedad en el papel, %, norma IEEE 62/95, detecta humedad (falla eléctrica);
- Tensión Interfacial, dinas/cm, por el Método de la Gota, detecta calentamiento;

- Punto de inflamación, °C, norma ASTM D 92, detecta gases combustibles (descargas eléctricas);
- Rigidez dieléctrica, kV, norma IEC 60156, detecta tensión de ruptura y humedad (falla eléctrica);
- Sulfatos y cloruros inorgánicos, norma ASTM D 878, detecta corrosión;
- Sedimento y cieno precipitados (% m), norma IEC 422, detecta oxidación;
- Viscosidad a 40 °C (CST), norma ASTM D 445, detecta calentamiento;
- Factor de disipación dieléctrica a 20 °C, norma IEC 60245, detecta humedad y contenido de sustancias polares;
- Factor de disipación dieléctrica a 70 °C, norma IEC 60246, detecta humedad y contenido de sustancias polares;
- Factor de disipación dieléctrica a 90 °C, norma IEC 60247, detecta humedad y contenido de sustancias polares;
- Aspecto físico (color), por inspección visual, detecta oxidación.

El Análisis de gases disueltos (AGD) es un método on-line efectivo para el control previo al mantenimiento y ha pasado a ser uno de los ensayos más importantes, pues permite detectar un amplio diapason de fallas típicas. El análisis para efectuar el diagnóstico se basa en las concentraciones de gases, sus relaciones y la velocidad de incremento de las mismas. A partir de estos datos, con la asistencia de un sistema experto, se pueden detectar las posibles fallas del TF, con un alto grado de seguridad.

Al envejecer el papel se rompen los enlaces de la celulosa y se abren sus anillos, generando CO₂, CO, que pueden ser detectados con el AGD, agua y otras sustancias orgánicas [13], [2]. Las cadenas de polímeros del aislamiento sólido (papel, cartón, bloques de madera) son menos estables que los enlaces de los hidrocarburos del aceite y se descomponen a temperaturas inferiores a las que lo hacen aquellos. Si T>105°C tiene lugar, con velocidad significativa, la escisión de la cadena del polímero y, si T>300°C, se produce su completa descomposición y carbonización, formándose principalmente H₂O, CO y CO₂, en cantidades mayores que durante la oxidación del aceite, así como algunas pequeñas cantidades de hidrocarburos gaseosos y compuestos furánicos, que se pueden analizar para complementar la interpretación del AGD y confirmar si el aislamiento celulósico está involucrado en un defecto. La formación de CO y CO₂ se incrementa no sólo con la temperatura, sino también con el contenido de oxígeno en el aceite y de humedad en el papel [7].

En el TF el aceite circula por su interior, por lo que, si se producen calentamientos (T>140°C) o heterogeneidades del aislamiento, que originen descargas, el aceite se descompone, originando productos que permanecen disueltos en el mismo (hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, óxidos de carbono). Si se toma una muestra del aceite y se analiza mediante cromatografía de gases, se puede determinar las cantidades de estos compuestos. Los gases disueltos en una muestra de aceite de un TF son: Hidrógeno (H₂), Metano (CH₄), Monóxido y Dióxido de Carbono (CO, CO₂), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄) y Acetileno (C₂H₂) [2], [21]. Según los gases claves que muestra el AGD, se puede juzgar sobre las posibles fallas que indican sus concentraciones límites: CH₄, C₂H₆, C₂H₄ y pequeñas cantidades de C₂H₂: condiciones térmicas que involucran al aceite; H₂, CH₄ y pequeñas cantidades de C₂H₂ y C₂H₆: DP; H₂, C₂H₂ y C₂H₄: arqueo; CO y CO₂: condición térmica que involucra al papel [21]. Una vez obtenidas las concentraciones de cada gas, a través

de la cromatografía, pueden utilizarse varios métodos para diagnosticar la condición del TF [21] , [32]:

Método IEC 599 [32]: Relaciones: C_2H_2 / C_2H_4 ; CH_4 / H_2 ; C_2H_4 / C_2H_6 ;

Fallas a detectar: DP; descargas de baja y alta energía; fallas térmicas $T < 300^\circ C$, $300^\circ C < T < 700^\circ C$ y $T > 700^\circ C$;

Método de la IEEE (IEEE C 57.104 91)

- Componentes claves: fallas a detectar: arcos eléctricos; DP (efecto corona); sobrecalentamiento del aceite y sobrecalentamiento del papel [32];

- Doernenburg-aplicable solo si se cumple que H_2 , CH_4 , C_2H_2 , $C_2H_4 > 2L1$ y C_2H_6 , $CO > L1$; Relaciones principales: CH_4/H_2 y C_2H_2/C_2H_4 ; auxiliares: C_2H_6/C_2H_2 y C_2H_2/CH_4 ; fallas a detectar: descomposición térmica del aceite; DP (efecto corona); otros tipos de descargas internas;

- Concentraciones límites: se analizan todos los gases que muestra AGD [32], [21], [32];

- Rogers: relaciones utilizadas: Acetileno/Etileno (C_2H_2/C_2H_4); Metano/Hidrógeno (CH_4/H_2); Etileno/Etano (C_2H_4/C_2H_6) y Dióxido/Monóxido de carbono (CO_2/CO). Fallas a detectar: DP de alta y baja energías [21], [32].

Método de la BC-Hydro [32]: Útil cuando no se conocen valores anteriores del AGD. Se puede utilizar como complemento o confirmación de otros métodos. Trabaja con concentraciones generadas durante los años de servicio del TF (n).

A continuación se muestran las condiciones de los TF y acciones basadas en el TCGD:

Condición 1: Operación satisfactoria-TGCD ≤ 720 ppm;

Condición 2: Nivel de gases mayor del normal; investigar gases que excedan niveles especificados-TGCD 721-1920 ppm;

Condición 3: Alto nivel de descomposición de celulosa o aceite, asociable a falla en desarrollo; investigar gases que excedan niveles especificados-TGCD-1921-4630 ppm;

Condición 4: Excesiva descomposición de celulosa o aceite; la operación subsiguiente puede resultar en falla-TGCD > 4630 .

Se clasifican los TF por la condición del TGCD o por la de los gases individuales, cualquiera sea la mayor.

El AGD es un método muy confiable para detectar fallas en TF en aceite. Elevados niveles de CO y CO_2 son producidos por la descomposición de la celulosa. Los mecanismos de descomposición implican además la formación de productos intermedios, solubles en aceite y detectables por métodos cromatográficos, como los derivados del furano, que no se eliminan por los métodos comunes de reacondicionamiento del aceite, pero la degradación con arcilla reduce las concentraciones de los mismos; es decir, el objetivo esencial del análisis de los furanos es ser usado, directa o indirectamente, para predecir el tiempo de vida útil del aislamiento de celulosa. Lo detectado por el AGD puede variar, pues no existe una relación lineal entre el GP y la cantidad total de $CO+CO_2$, como se muestra en la Fig. 3, por lo que el AGD debe complementarse con el análisis de derivados furánicos.

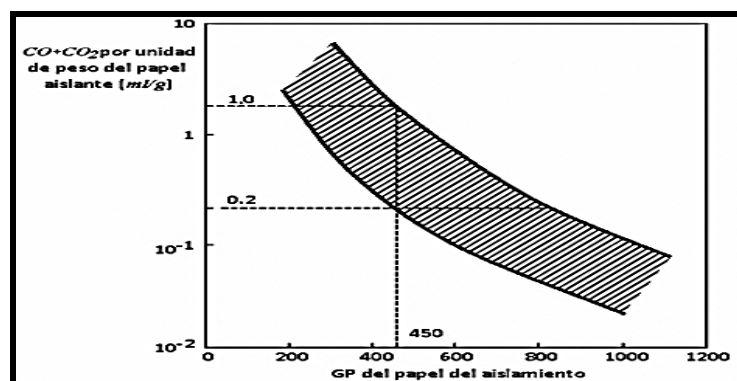


Fig. 3. GP del papel aislante y niveles de CO₂+CO de TF estudiados [13]

El CO y el CO₂ son también producidos por aceites envejecidos, tintas y barnices, mientras los furanos se generan exclusivamente por la degradación del papel [7], por lo que no es suficiente el AGD para determinar el grado de envejecimiento de la celulosa de los TF, sino que debe realizarse, además, un análisis de derivados furánicos de las muestras de aceite. Para esto se toma el más estable de los mismos, el *furaldehído* (2FAL) y, según su concentración en el aceite, se calcula el **GP** del aislamiento sólido [33]. Sin embargo, el análisis se dificulta si el TF posee filtros o *termosifones*, pues este adsorbe los furanos, que se descomponen en la *silicagel*, por lo que la información sobre el envejecimiento del aislamiento se produce sólo cuando la *silicagel* se “satura” y los furanos pasan al aceite, pero ya la degradación del aislamiento sólido ha avanzado considerablemente, por lo que la existencia de concentraciones bajas de furanos en el aceite no constituye una muestra de un estado satisfactorio del aislamiento sólido de los TF [34]. Además, durante el secado, si se realiza mediante la utilización de sustancias *adsorbentes*, la concentración de derivados furánicos en el aceite disminuye hasta valores insignificantes [33].

En el AGD del aceite de los TF se emplea la cromatografía de gases, mientras el análisis de furanos en el aceite requiere de la cromatografía de fase líquida. Estas técnicas difieren, por lo que es necesaria, para realizar las mismas, utilizar equipamientos específicos en cada caso. En Cuba sólo se ha introducido la cromatografía de gases, pero la de fase líquida es aún inexistente. En los casos en que se ha requerido, ha sido necesario contratar este análisis para su realización en el extranjero, por lo que es recomendable introducir, lo antes posible, esta tecnología en el país.

La medición del grado de degradación del aislamiento sólido de los devanados de los TF puede realizarse con suficiente exactitud mediante la medición del GP. Sin embargo, para esto se necesita tomar muestras del aislamiento de las partes más calientes del devanado, para lo que debe abrirse el TF, lo que por lo general no es deseable y, mientras el TF se encuentre en servicio, es imposible. En este caso juegan un papel importante los métodos indirectos, que permiten recopilar la información suficiente para realizar la evaluación del estado del aislamiento [35].

Aplicación al transformador de fuerza estudiado de los métodos de diagnóstico a través de los gases medidos por el AGD

Según el método de la IEC-60599/99, el TF presenta una falla térmica ($T > 700^{\circ}\text{C}$) y, según el método de Doernenburg, presenta descomposición térmica del aceite. Como el TF se clasifica por la condición del TGCD o por la de los gases individuales, cualquiera sea la mayor, se mantiene en Condición 4, o sea existe excesiva descomposición de la celulosa o el aceite, por lo que la operación ulterior del TF puede resultar en una falla. Según el método BC-Hidro, el TF presenta sobrecalentamiento del papel. Según el ACA del aceite, este cumple con los requisitos para el trabajo normal del TF. Es decir, el problema no es inherente al aceite, lo que evidencia la existencia de una probable falla en el aislamiento sólido, que es necesario investigar ampliamente, para elaborar un programa de reparación y mantenimiento que coadyuve a eliminar o reducir en lo posible las fallas y sus consecuencias. Las reparaciones de esta magnitud son imposibles de realizar en las condiciones de Cuba, por lo que la solución pudiese ser adquirir un nuevo TF. Pero, como se aprecia, la cantidad de ensayos que se realizan al TF no permite juzgar con certeza acerca del estado real del aislamiento interno; sin embargo, los ensayos termográficos y el AGD indican la posible existencia de fallas en equipo. Para poder decidir sobre todo esto se propone introducir en el 3T un sistema de monitoreo y diagnóstico.

Los ensayos termográficos realizados al TF muestran “puntos calientes” en su interior, lo que se califica de grave, recomendándose realizar seguimiento al TF con termografía infrarroja, AGD y ensayos eléctricos con el TF fuera de servicio. Los resultados de las mediciones de DP del TF 3T se enmarcan en las normas para los TF. Para una potencia activa de la unidad generadora de 72 MW, reactiva de 35 MVar y una temperatura ambiente promedio de 54°C , se detectó sólo una señal del tipo Descarga Parcial con un valor pico de 144 mV. Según comentarios de los ejecutores, la señal detectada es propia de una descarga en aceite y puede tratarse de algún elemento flojo en la zona de la Fase A de Baja tensión. La clasificación del equipo es que se encuentra en norma y puede explotarse sin límites, recomendándose repetir la medición una vez al año.

Los resultados del último AGD del aceite del TF estudiado, usando la norma de muestreo ASTM D3613, muestran las siguientes concentraciones de gases, medidas en ppm: H_2 , 14; CH_4 , 42; C_2H_6 , 11; C_2H_4 , 19; C_2H_2 , <2 ; CO, 1482; CO_2 , 16888; Total de Gases Combustibles (TGCD), 1569. Los resultados, evaluados por las normas IEC 60599/99 e IEEE C57.104-1991 y por los métodos BC Hydro, CEGB (modif.), Univ. California, Laborelec, NTT y el software TOA, muestran que la condición del TF es anormal (4): falla térmica $T = (300-700)^{\circ}\text{C}$; se observa incremento significativo en la velocidad de generación del CO y CO_2 (falla activa). La celulosa puede estar afectada.

Insuficiencias actuales de los métodos de diagnóstico de los transformadores de fuerza de salida de bloque de la CTE y el país

Los métodos de diagnóstico a los TF de salida de bloque de la CTE no cubren el diapasón necesario de variables de estado de diagnóstico a conocer; por ejemplo, no permiten conocer, en tiempo real, las cantidades de gases disueltos en el aceite, lo que

sería útil para seguir las fallas desde su inicio; no se emplea el análisis de derivados furánicos para conocer con mayor certeza el estado real del aislamiento sólido, ni se utiliza el análisis de respuesta en frecuencia para juzgar sobre el posible desplazamiento de las capas de los devanados. En el AGD se viola la periodicidad establecida en la toma de muestras y su análisis. Es decir, los métodos de diagnóstico utilizados son eficaces, pero no permiten juzgar con certeza sobre el estado real del aislamiento sólido de los TF. En el país existen pocos equipos para medir DP, además de que no se han implantado sensores para el monitoreo de estas en tiempo real. Sin embargo, la adquisición de una cámara infrarroja para cada CTE, indudablemente, dio un impulso a la actividad de termografía, tan importante en el diagnóstico.

Debe realizarse un estudio de la factibilidad de ampliación del diapason de equipos de diagnóstico adquiridos y, sobre todo, de comenzar a aplicar técnicas de monitoreo, en particular el AGD en tiempo real. El hecho de tener que adquirir nuevos y costosos TF para varias CTE así lo amerita. Se cuenta con la información técnica y metodológica necesaria, para aplicar el diagnóstico en los TF del SEN; falta formar un mayor número de especialistas que se encargue de esta tarea, junto con un apoyo financiero para respaldar las instalaciones de monitoreo y procesamiento de los datos.

5. Sistema de monitoreo y diagnóstico de los transformadores de fuerza

La forma más efectiva de elevar la confiabilidad de los TF es introducir métodos y medios de diagnóstico, para suministrar al personal operativo información acerca de: el estado técnico en cada momento de los TF y las causas y defectos que condicionan el empeoramiento del estado de todo el equipo; el tiempo de vida remanente de los TF en cada momento, es decir, cuánto tiempo aún será posible su explotación sin averías, conociéndose las fallas existentes y en desarrollo; la efectividad y los plazos de ejecución de los trabajos de mantenimiento, que deben emprenderse en un TF dado, para garantizar su explotación sin averías. En TF de 110-154 kV se utilizan sistemas de monitoreo y diagnóstico (en lo adelante Sistema), con un número limitado de parámetros (alrededor de siete). Una causa adicional por la que se montan estos sistemas en los TF es la posibilidad de que existan problemas en su aislamiento [36].

El Sistema permite, o bien ampliar el plazo entre mantenimientos, o sacar el TF de servicio para mantenimiento, antes de que se produzcan averías que puedan dañarlo. Internacionalmente se considera que los Sistemas contribuyen a evitar la mayoría de las fallas en los TF, lo que tiene un efecto beneficioso, tanto económica como estratégicamente. Según cálculos, el Sistema, para TF de tensión nominal de 245kV, puede hacer disminuir el número de fallas, desde 1,19%/año, hasta 0,85%/año y, en un período de 10 años, puede economizarse un 4,2% del costo de un TF nuevo [36].

Los Sistemas informan sobre la condición operativa de los TF, creando un historial de datos; permiten, en algunos casos, sobrecargar los TF, sin reducir su vida útil; permiten cambiar de mantenimientos periódicos al MBC basado en la condición real de los equipos; auxilian en la toma de decisiones, reduciendo el riesgo de fallas catastróficas y los costos asociados con ellas y verifican los cambios en las condiciones operativas y del estado de los sistemas aislantes. [23]. El costo de un

Sistema para un TF es de alrededor de \$60000, mientras el de un TF de tensión nominal de 110 kV y potencia nominal de 80 MVA es de alrededor de \$2 millones; es decir, los gastos en la adquisición del Sistema son de sólo alrededor del 3% del valor total del TF, por lo que es económicamente conveniente su adquisición.

El Sistema está basado en los resultados de la ejecución de un conjunto de ensayos “on-line”, realizados en los TF en régimen automático. Los resultados de los ensayos “off-line” pueden ser utilizados por el algoritmo del Sistema, pero su actualidad es poca, pues se realizan por lo general una vez en varios años (una vez al año en los TF de la CTE). Las conclusiones que emite el Sistema están determinadas por la efectividad de los sistemas expertos incluidos en el mismo. Mientras más acabado sea el sistema experto incluido, mayor será la confiabilidad de la información que brinde el Sistema sobre el estado técnico en el momento actual del TF controlado [36].

Los Sistemas constan de sensores, sistemas de adquisición de datos, herramientas para el manejo de información y métodos para la evaluación de la condición operativa de los TF monitoreados. Los parámetros más importantes a monitorear en un TF son: la carga, las condiciones de operación y la generación de gases disueltos en el aceite.

Para monitorear la carga y las condiciones de operación se miden las tensiones y corrientes a la frecuencia de operación y las temperaturas. Para medir las tensiones se usan transformadores de potencial y, para la corriente de carga, los transformadores de corriente instalados en los *bushings*. El estado de los pasos de enfriamiento se detecta con dispositivos que indican si se encuentran encendidos o apagados, permitiendo correlacionar su actividad con la carga en función del tiempo. La medición de las corrientes de las bombas permite detectar problemas mecánicos y eléctricos. Cualquier incremento de la corriente demandada por las bombas es una indicación de la existencia de problemas.

Para evaluar la condición del aislamiento debido a esfuerzos térmicos, es importante monitorear la temperatura en diferentes puntos del TF. Aún en condiciones de cargas normales o bajas, el TF puede presentar sobrecalentamiento, debido a deficiencias en el sistema de enfriamiento [23].

El AGD en tiempo real del aceite aislante puede realizarse con dispositivos del tipo “Transfix”, “Hidran”, “Calisto”, “Doble Delphi” y otros.

Frecuentemente se presentan fallas dieléctricas en el aislamiento de los devanados, o en el aislamiento principal, debido a la existencia de concentraciones de esfuerzos eléctricos, en puntos que han sido afectados por degradación. Uno de los métodos para detectar este tipo de fallas es la medición en línea de DP. En los *bushings* se monitorean la suma vectorial de las corrientes capacitivas, para verificar cambios en la capacitancia y pérdidas, provocados por CC o DP en el cuerpo capacitivo.

Como objetos de control y diagnóstico aparecen: *Bushings* de AT, parámetros: CI , $tg\delta$, aislamiento; Aislamiento de devanados principales, control de concentración de gases: H_2 , CH_4 , CO_2 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , O_2 ; control de humedad en aceite; Forma de devanados, parámetros: corriente en el neutro I_n , asimetría de la resistencia de los devanados, corriente en las fases del devanado de AT; Sistema de enfriamiento del TF: temperaturas de la parte superior e inferior del tanque del TF [36].

El Sistema revela en sus estados primarios las siguientes fallas: destrucción de aislamiento de barreras y aceite del tanque; estado insatisfactorio de aislamiento de devanados de fases; arqueo en aceite, sin afectación de aislamiento sólido; descomposición térmica de aceite; descomposición térmica de aislamiento de barreras

y aceite; pirólisis de aislamiento de celulosa y pirólisis de aceite. En los *bushings* de los TF muestra el envejecimiento de aceite y papel y la carbonización de la porcelana [36]. El algoritmo de diagnóstico del estado técnico está compuesto de cuatro partes: Formación de BD de los parámetros medidos a tensión nominal; Monitoreo de parámetros indicados y su comparación con los establecidos por las reglas: “Norma”, “Norma con desviaciones considerables”, “Estado empeorado”, “Estado preavería”, “Avería”; Si uno de los parámetros medidos pasó de uno de los estados señalados en el párrafo anterior a otro, se conecta el aparato matemático de procesamiento de datos de la BD: funciones de correlación, aproximaciones parabólicas o lineales y otros. Se traza la línea de tendencia del acontecimiento, siguiendo la cual se procede al esclarecimiento de las fallas en desarrollo y su lugar de surgimiento. Se tiene en cuenta la metodología de conocimiento de las fallas sobre la base de magnitudes físicas diferentes una de otra; Confección de la información de diagnóstico sobre el TF y pronóstico de su estado técnico, teniendo en cuenta el parámetro que se encuentre en peores condiciones [37].

Los Sistemas determinan la cantidad óptima de enfriadores que deben encontrarse en servicio, a fin de garantizar la temperatura necesaria en las capas superiores del aceite, al ocurrir variaciones de la carga y la temperatura ambiente, lo que evita la conexión de un número innecesario de enfriadores, contribuyendo al ahorro de energía y evitando el aumento de la viscosidad del aceite y la aparición de humedad sobrante, al ocurrir oscilaciones de temperatura, lo que conlleva una disminución del tiempo de vida residual de los TF. Los Sistemas permiten seguir los regímenes de trabajo de los TF, modelar procesos térmicos y elaborar de recomendaciones acerca de la explotación correcta del sistema de enfriamiento [36].

Matriz de mantenimiento y diagnóstico del transformador de fuerza. Análisis de factibilidad y sostenibilidad de las tareas de diagnóstico propuestas que implican la adquisición de nuevos equipos

La Tabla 1 muestra la propuesta de Matriz de mantenimiento y diagnóstico del TF estudiado, sustentada en la consulta a las referencias [31]; [16]; [38]; [3]; [39] y [40] y en el conocimiento de las características del equipo.

Tabla 1. Matriz de mantenimiento y diagnóstico del TF estudiado

Tipo de diagnóstico			Tipo de mantenimiento	Muestreo
Off-line	On-line	Tiempo real		
	X		MPP Leer corrientes, tensiones carga y T ⁰ aceite, escuchar sonidos inusuales, observar motobombas y ventiladores y si deben encontrarse operando	Diario
	X		Observar fugas y nivel aceite tanque, tubos ventilación y cambios de temperatura.	Semanal

	X		Inspeccionar termómetros, manómetros y aisladores; inspección general de TF; revisar fugas aceite de tanque, uniones y tuberías y estado de respirador de silicagel	Mensual
	X		Revisar si operó válvula de sobrepresión	Trimestr.
	X		Inspección aisladores buscando rajaduras, suciedad, contaminación o chisporroteo; revisar sistema de tierra buscando falsos contactos y conexiones rotas o corroídas.	Semestr.
X			Limpier aisladores y equipos refrigeración; inspeccionar flexibles buscando deformación o envejecimiento, medir resistencia puesta tierra de sistema, inspeccionar tapa TF buscando humedad, polvo, fugas aceite y depósitos lodo; revisar radiadores buscando fugas aceite; reparaciones menores (cambio pernos y empaquetaduras en mal estado, ajuste conexiones y pernos, etc.); ensayos eléctricos básicos a TF, aisladores y aceite aislante (medición resistencia aislamiento, resistencia a CD y coeficiente de transformación, corriente o pérdidas marcha en vacío a tensión reducida y $\tan \delta$ o $\cos \phi$).	Anuual
X			Serie completa de ensayos eléctricos: medición $\tan \delta$ o $\cos \phi$ y resistencia a CD de cada derivación; inspeccionar válvula sobrepresión o seguridad.	Cada 3 años
X			Inspección interna al TF; revisar partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de derivaciones.	Cada 6 años
		X	MBC Medición corrientes y tensiones fases; detección gases en aceite; medición T^0 superior e inferior de aceite y T^0 enrollado; medición corriente motores ventiladores y motobombas aceite, humedad de aire ambiente, vibraciones, presión y corrientes en <i>bushings</i> , la temperatura de enfriadores, DP en <i>bushings</i> , neutral y en sensores de corona	Permanente
	X		Realizar ACA, AGD y análisis furanos en aceite, tomando su T^0 promedio.	Trimestr.
	X		Termografía infrarroja en busca de "puntos calientes", conexiones malas, porcelana rota, etc.; medir DP	Semestr.

X			MCC Mantenimiento a sistema de enfriamiento; cambio de silicagel en filtros; limpieza <i>bushings</i> ; mantenimiento o cambio contactos	Con tareas anuales de MPP
X			Deshumidificación del TF Filtrar el aceite del TF con sustancias adsorbentes y filtros mecánicos	Si respira- dores saturados En secado

Como el funcionamiento de los TF es muy estable, realizar un análisis de factibilidad de las tareas de diagnóstico, que puedan implicar adquirir nuevos equipos, debe relacionarse con el uso de dispositivos detectores de fallas internas, que, normalmente, no son detectadas en la operación.

El costo del equipamiento para termografía infrarroja es de \$24150,00 y el del equipamiento para el AGD es de \$4500,00; es decir, el costo total es de \$28650,00; sin embargo, cualquier falla que se produzca por no detectar a tiempo el deterioro de una de las variables de estado de diagnóstico relacionadas con estos equipos, en comparación con los valores condenatorios establecidos por las normas de explotación, puede provocar la salida definitiva de servicio del TF, que tiene un costo de alrededor de \$1800000 (precio de un TF de 125 MV.A, de tensión nominal por el lado de AT de 121 kV, o sea que el equipamiento de diagnóstico a adquirir cuesta 62,83 veces menos que el TF que debe proteger, o, dicho de otra manera, su costo es el 1,59% del costo del TF, por lo que es económicamente factible la adquisición de tal equipamiento. Para la termografía infrarroja, cada seis meses, se requiere la participación de dos personas durante una hora, es decir cuatro horas al año. El salario mensual del personal participante en el ensayo es de \$3,44 por hora, para un total de \$13,76. Los sensores para el AGD en tiempo real del aceite sólo requieren mano de obra para su puesta en servicio. Tomando para esto el trabajo de dos hombres durante dos días, se obtiene un gasto de \$110,22.

Para formar dos especialistas en Diagnóstico Integral se invierten alrededor de 360 h., lo que significa una erogación en salario de \$1238,4 y un pago a la escuela formadora de alrededor de \$3600, es decir un importe total de \$4838,4. Para certificar dos personas en el uso del equipamiento para realizar la termografía infrarroja se utilizan 10 días en la escuela formadora, con un gasto total en salarios de \$303,10 y un pago a la escuela de alrededor de \$150, para un total de \$453,10.

Es decir, el gasto total en mano de obra y su certificación fue de \$5415,48, lo que representa el 18,90% de los \$28650,00 que importa el equipamiento a introducir y el 0,30% del costo aproximado de un TF similar al que se desea proteger, por lo que, también desde el punto de vista de la utilización de la mano de obra para los ensayos de diagnóstico a introducir, es factible económicamente su realización.

Propuesta de sistema de monitoreo y diagnóstico para el 3T

En los TF de tensiones de 220 kV y menos, no debe introducirse el Sistema desde el comienzo de su explotación, sino cuando se esté acercando al fin de su vida útil, o si existen problemas con su estado, lo que se aplica en el TF investigado, en servicio desde 1995, pero que soportó un CC en la unidad generadora en 1998 y en el cual los resultados del AGD y los ensayos termográficos indican la evidencia de una muy probable falla en el aislamiento sólido [36]. El Sistema debe instalarse en los TF mayores y más importantes, de mayor costo y potencia, o que garanticen el abastecimiento energético de los clientes de mayor importancia, lo que se aplica en el TF estudiado, el de mayor tensión nominal en la CTE y que alimenta subestaciones de gran importancia en el aseguramiento energético de la Habana. Una causa adicional por la que se monta en los TF sistemas de monitoreo y diagnóstico es la posibilidad de que existan problemas en su aislamiento, como en el caso del TF investigado. El Sistema que se propone, que se muestra en la Fig. 4, debe ser instalado aprovechando el las bondades del sistema de control y adquisición de datos (SCADA) montado y debe coadyuvar al suministro de datos a la base de datos (BD) del Sistema. La BD del Sistema propuesto debe almacenar los siguientes datos: datos de fábrica, protocolo de ensayos del fabricante, ensayos básicos a efectuar en el TF, ensayos de la primera puesta en servicio, libros de instrucciones (existencia y lugar de ubicación), datos de explotación, informe de trabajos realizados en el equipo y de todos los ensayos ejecutados, análisis de los ensayos cromatográficos y físico-químicos del aceite, análisis de resultados de realización de termografía infrarroja y mediciones de DP y resultados de inspecciones al TF, accesorios y *bushings*.

Conclusiones Generales

Se abordó el estado del aislamiento sólido del TF y la necesidad de instalar en el mismo un sistema de monitoreo y diagnóstico, que permita auxiliar en la toma de decisiones acerca de si se repara el TF, se resuelven parcialmente los defectos detectados o se adquiere un TF nuevo. El Sistema se concibió a partir de la experiencia acumulada a nivel internacional y de los problemas detectados en el TF. Se desarrolló una propuesta de un sistema de monitoreo y diagnóstico, destinada a dar solución a la problemática del TF. Sobre la base de los resultados obtenidos en cada etapa de la investigación, así como de las comprobaciones prácticas, se concluye que:

1. Los ensayos termográficos y de AGD realizados al TF estudiado indican la posible existencia de fallas en el aislamiento interno del mismo, pudiendo estar afectada la celulosa, lo que es necesario investigar ampliamente, a fin de elaborar un programa de actividades de reparación y mantenimiento para eliminar o reducir en lo posible la falla o fallas y sus consecuencias. Las reparaciones de esta envergadura son imposibles de realizar en las actuales condiciones de Cuba, por lo que la solución definitiva puede ser la adquisición de un nuevo TF.

2. El costo del equipamiento para realizar ensayos de diagnóstico, basados en nuevas tecnologías y de la mano de obra a utilizar y su certificación, son

considerablemente menores que el costo del TF que se debe proteger, por lo que es factible, desde el punto de vista económico, la adquisición de tal equipamiento.

Todo lo anterior dejó demostrado la necesidad del desarrollo de un sistema de monitoreo y diagnóstico para el TF estudiado.

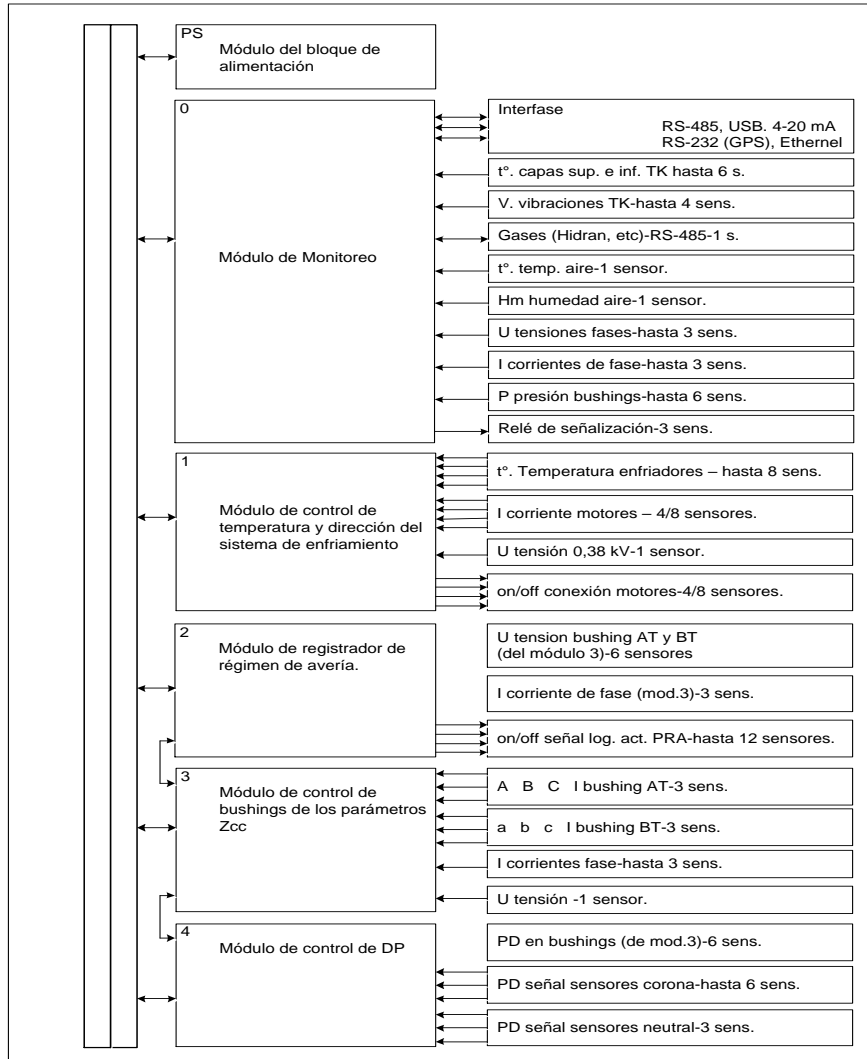


Fig. 4. Sistema de monitoreo y diagnóstico propuesto para el TF

Recomendaciones

Teniendo en cuenta la efectividad de los sistemas de monitoreo y diagnóstico de los TF, los problemas detectados en el equipo estudiado y la necesidad de tomar decisiones sobre si debe repararse el TF o adquirirse otro nuevo, se recomienda:

1. Estudiar la factibilidad de introducción de la tecnología necesaria para realizar los ensayos de diagnóstico a los TF, ejecutando todas las actividades, previstas en la Matriz de mantenimiento y diagnóstico, por las etapas descritas. Esto permitirá establecer con precisión el estado del aislamiento interno del TF estudiado.

2. Introducir nuevos ensayos de diagnóstico, que complementen los aplicados en la CTE y en el país, a fin de adquirir mayor certeza en el criterio existente sobre el estado del TF estudiado, para sobre esta base poder tomar decisiones más correctas, acerca del alargamiento de la vida útil de los TF, o de su posible sustitución.

3. Introducir un sistema de monitoreo y diagnóstico en tiempo real en el TF. Esto permitirá suministrar al personal operativo información, en cada momento, acerca del estado técnico del equipo, las causas y los defectos que condicionan el empeoramiento de su estado y el tiempo de vida remanente del TF, así como sobre la efectividad y los plazos de ejecución de los trabajos de mantenimiento, que deben emprenderse en el TF dado, para garantizar su explotación sin averías, o sobre la necesidad de adquisición de un TF nuevo.

Referencias

- 1 Castro, J.C., and Rincón, C.A.: 'Pruebas de Diagnóstico en Transformadores', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Pruebas de Diagnóstico en Transformadores' (Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 2009, edn.), pp. 9
- 2 Calva Chavarría, P.A.: 'Fallas de aislamiento en transformadores eléctricos de potencia', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Fallas de aislamiento en transformadores eléctricos de potencia' (2011, edn.), pp. 1-65
- 3 'Instruksia po ekspluatatsiy transformatorov', 1978
- 4 Fraile Mora, J.: 'Máquinas Eléctricas' (Mc Graw Hill/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, S.A.U., 2003, 5 edn. 2003)
- 5 Montané García, J.J.: 'Propuesta de sistema de diagnóstico de fallas del transformador de fuerza de 125 MVA de salida de la Unidad # 3 de la Central Termoeléctrica de Santa Cruz del Norte', ISPJAE, 2012
- 6 Briones Martínez, M.G.: 'Análisis técnico y económico de la recuperación de los aceites dieléctricos con tierra Füller y desludificación de bobinados en transformadores'. Resumen de Tesis de grado en opción al título de Ingeniero en Electricidad, Especialización Potencia, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2005
- 7 Bassetto F., A., McNutt, W., and Griffin, P.: 'Curso Tutorial sobre Papéis Isolantes Eléctricos de Transformadores', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Curso Tutorial sobre Papéis Isolantes Eléctricos de Transformadores' (1993, edn.), pp. 31
- 8 'IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers', 1995
- 9 Montané García, J.J., Dorrbercker Drake, S.A., and Hernández Areu, O.N.: 'Sistema de diagnóstico de fallas para transformador en termoeléctrica cubana', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Sistema de diagnóstico de fallas para transformador en termoeléctrica cubana' (2013, edn.), pp. 43

- 10 Flores, W., Mombello, E.E., Rattá, G., and Jardini, J.A.: 'Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura', 2007, 5, (IEEE Latin America Transactions), pp. 1-5
- 11 Montané García, J.J., Dorrbercker Drake, S.A., and Hernández Areu, O.N.: 'Sistema de diagnóstico de fallas para transformador en termoelectrica cubana'. Proc. XI Congreso Internacional de Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico ALTAE 2013, Habana, Cuba, 2-5 de diciembre del 2013 2013 pp. Pages
- 12 Lundgaard, L.E., Hansen, W., Linhjell, D., and Painter, T.J.: 'Ageing of oil-impregnated paper in power transformers', IEEE PWRD, 2002, pp. 1-9
- 13 Amano, N.: 'Improvement of maintenance and inspection of transformers in Japan', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Improvement of maintenance and inspection of transformers in Japan' (IEEE, 2002, edn.), pp. 1500-1505
- 14 Montané García, J.J.: 'Explotación, diagnóstico, mantenimiento, secado y pruebas de transformadores de potencia.' in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Explotación, diagnóstico, mantenimiento, secado y pruebas de transformadores de potencia.' (2009, edn.), pp. 29
- 15 Montané García, J.J.: 'Caracterización del Mantenimiento a los Transformadores de Fuerza de la CTE de Santa Cruz del Norte y Recomendaciones para su Mejoramiento'. Tesis en opción al Título Académico de Máster en Ciencias en Ingeniería Eléctrica Instituto Superior Politécnico "José A. Echeverría", 2012
- 16 Núñez Forestieri, J.: 'Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia', Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), 2004
- 17 UNE: 'SOMCE. Tomo 1', SOMCE, 1996, 1, pp. 1-61
- 18 Robledo P., O.: 'Optimización del costo de mantenimiento de sistemas de distribución eléctrica: una aplicación de la función de distribución de Weibull', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Optimización del costo de mantenimiento de sistemas de distribución eléctrica: una aplicación de la función de distribución de Weibull' (Universidad EAFIT, 2000, Octubre- Noviembre 2000 edn.), pp. 16
- 19 Montané García, J.J., Arce López, D., Dorrbercker Drake, S.A., and Hernández Areu, O.N.: 'Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas', Ingeniería energética, 2011, XXXII, (1/2011), pp. 9
- 20 CEI-IEC: 'Mineral insulating oils in electrical equipment-Supervision and maintenance guidance', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Mineral insulating oils in electrical equipment-Supervision and maintenance guidance' (International Electrotechnical Commission, 2005, edn.), pp. 83
- 21 Artero, J.R.: 'Mantenimiento moderno en transformadores de potencia', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Mantenimiento moderno en transformadores de potencia' (2009, edn.), pp. 1-8
- 22 CEI-IEC: 'Líquidos aislantes-Papeles y cartones impregnados en aceite', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Líquidos aislantes-Papeles y cartones impregnados en aceite' (Comisión Electrotécnica Internacional, 2005, edn.), pp. 24
- 23 Liñán G., R., Ramírez N., J., Pascacio, A., and Nava G., A.: 'Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia' (2001, edn.), pp. 1-7
- 24 Acevedo, J.: 'Caracterización de los fenómenos de degradación y deterioro en transformadores de potencia y su aplicación al aseguramiento de sus ciclos de vida', Revista CIER 2007, Año XV, N° 50, pp. 1-6
- 25 Durán, J.B.: 'Nuevas Tendencias en el Mantenimiento en la Industria Eléctrica', IEEE Latin America Transactions, 2003, 1, (1), pp. 6
- 26 Fernández García, S.: 'Folleto Guía para el Desarrollo del Curso de Mantenimiento Basado en la Condición', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Folleto Guía para el Desarrollo del Curso de Mantenimiento Basado en la Condición' (2009, edn.), pp. 1-78

- 27 Acevedo, J.: 'Fenómenos de degradación y deterioro en transformadores', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Fenómenos de degradación y deterioro en transformadores' (Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 2009, edn.), pp. 1-64
- 28 http://www.confiableidad.net/invitados/modos_y_causas_de_fallas.htm, accessed Febrero 2010
- 29 MinFomento: 'Norma Venezolana COVENIN 3049-93, Mantenimiento. Definiciones', CDU 005.004.5.083.71-Sección 3.2.2-Regla 3049-93, 1993, pp. 1-20
- 30 Yamada, H., and Martinez, R.: 'Ensayos en Transformadores de Potencia como herramienta para toma de decisiones', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Ensayos en Transformadores de Potencia como herramienta para toma de decisiones' (edn.), pp. 1-45
- 31 Álvarez, R.E., and Del Pozo, M.: 'Mantenimiento de transformadores de potencia', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Mantenimiento de transformadores de potencia' (CIGRÉ, 2007, edn.), pp. 1-8
- 32 Mascareño, T.: 'El Análisis de Gases Disueltos en Aceite Aislante y el Diagnóstico de Fallas en Transformadores', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book El Análisis de Gases Disueltos en Aceite Aislante y el Diagnóstico de Fallas en Transformadores' (2008, edn.), pp. 1-69
- 33 Vasin, V.P., and Dolin, A.P.: 'K zadache otsenki ostatochnogo resursa silovixh maslonapolnennixh transformatorov .' in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book K zadache otsenki ostatochnogo resursa silovixh maslonapolnennixh transformatorov .' (OOO "Strizhev-Tsentr" OOO Informbiuro Ėnergopress", 2008, edn.), pp. 14
- 34 Bondareva, V.N.: 'Destruksiya bumazhnoi izoliatsiy silovixh transformatorov v ekspluatatsiy '. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук Rossiyskiy xhimiko-texnologuicheskiy universitet D. I. Mendeleev 2006
- 35 Konogray, S.P.: 'Primeneniye modeli stareniya tviordoi izoliatsiy silovixh maslonapolnenixh transformatorov dliya ixh dianostiki v rezhime ekspluatatsiy ', Elektrotexnika y Elektromexhanika 2010, (№1/2010), pp. 3
- 36 Bederiak, Y.S., and Bogatiriov, Y.L.: 'Postrieniye sistem monitoringa silovixh transformatorov', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Postrieniye sistem monitoringa silovixh transformatorov' (NPTS "Mironomika" mironomika.ru 2011, edn.), pp. 1-16
- 37 DIAKS: 'Posibilidades de diagnóstico de los equipos de alta tensión sin salir de servicio, para establecer su volumen de mantenimiento', in Editor (Ed.)^(Eds.): 'Book Posibilidades de diagnóstico de los equipos de alta tensión sin salir de servicio, para establecer su volumen de mantenimiento' (DIAKS, 2012, edn.), pp. 1-9
- 38 Musaelian, E.S.: 'Naladka y ispitanie elektrooborudovaniya elektrostantsiy y podstantsiy: Uchebnik dlia uchashixhsia energueticheskixh y energostoitelnixh texnikumov.' (1979, 2 edn. 1979)
- 39 Judiakov, Z.I.: 'Remont transformatorov' (1977, 1 edn. 1977)
- 40 Farbman, S., Judiakov, Z., and Antonov, G.: 'Remont moshnixh silovixh transformatorov' (1972, 1 edn. 1972)