

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**

ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO



ESTUDIO ESPECIAL DE GRADUACIÓN

**MANTENIMIENTO PREDICTIVO A
TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE
ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO Y TÉCNICAS
COMPLEMENTARIAS**

**INGENIERO ELECTRICISTA
MARCO JUNIO MARTÍNEZ HERNÁNDEZ**

Guatemala, junio del 2,008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

ESTUDIO ESPECIAL DE GRADUACIÓN

MANTENIMIENTO PREDICTIVO A
TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE
ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO Y TÉCNICAS
COMPLEMENTARIAS

POR

INGENIERO ELECTRICISTA
MARCO JUNIO MARTÍNEZ HERNÁNDEZ

AL CONFERIRSELE EL TITULO DE
MAESTRO EN ARTES DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO

Guatemala, junio del 2,008

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**



HONORABLE JUNTA DIRECTIVA

DECANO: Ing. Murphy Olimpo Paíz Recinos
VOCAL I: Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II: Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III: Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV: Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
SECRETARIO: Inga. María Ivonne Véliz Vargas

**JURADO EXAMINADOR QUE PRACTICO EL EXAMEN
PRIVADO SEGÚN EL ACTA CORRESPONDIENTE**

DECANO: Ing. Murphy Olimpo Paíz Recinos
EXAMINADOR: Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
EXAMINADOR: Ing. Raúl Eduardo Loarca Velásquez
EXAMINADOR: Inga. Gloria Estela Hernández Samayoa
SECRETARIO: Inga. María Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE ANÁLISIS DE ACEITE DIELÉCTRICO Y TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS

Tema que me fuera asignado por la Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 10 de enero del 2,008.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Marco Junio Martínez Hernández', is written over a horizontal line. The signature is stylized and somewhat illegible due to its cursive nature.

MARCO JUNIO MARTINEZ HERNÁNDEZ
INGENIERO ELECTRICISTA

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería

Como Coordinadora de la Maestría en Ingeniería de Mantenimiento y revisor del trabajo de graduación titulado **MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO Y TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS**, presentado por el Ingeniero Electricista **Marco Junio Martínez Hernández**, apruebo el presente trabajo y recomiendo la autorización del mismo.

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”

Gloria P. Hernández S.
Inga. Gloria Estela Hernández Samayoa
Escuela de Estudios de Postgrado

Guatemala, mayo de 2008.

/zc.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



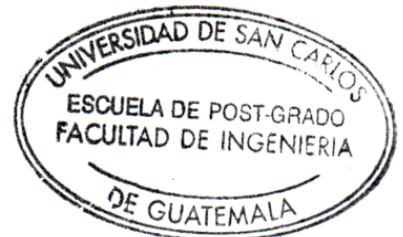
Facultad de Ingeniería

Como Revisor de la Maestría en Ingeniería de Mantenimiento del trabajo de graduación titulado **MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO Y TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS** , presentado por el Ingeniero Electricista **Marco Junio Martínez Hernández** apruebo el presente trabajo de graduación y recomiendo la autorización del mismo.

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Carlos Humberto Pérez Rodríguez'.

Msc. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
Director
Escuela de Estudios de Postgrado



Guatemala, mayo de 2008.

/zc.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



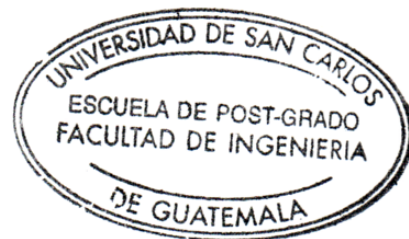
Facultad de Ingeniería

El Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen y dar el visto bueno del revisor y la aprobación del área de Lingüística del trabajo de graduación titulado **MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO Y TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS**, presentado por el Ingeniero Electricista **Marco Junio Martínez Hernández**, apruebo el presente y recomiendo la autorización del mismo.

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Carlos Humberto Pérez Rodríguez'.

Msc. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
Director
Escuela de Estudios de Postgrado



Guatemala, mayo de 2008.

/zc.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. D. Postgrado 009.2008

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Postgrado, al trabajo de graduación de la Maestría en Ingeniería de Mantenimiento titulado: **MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO Y TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS**, presentado por el Ingeniero Electricista **Marco Junio Martínez Hernández**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, mayo de 2008

/zpcm

AGRADECIMIENTO

A DIOS

A MIS PADRES:

Marco Junio Martínez Dardón
Berta Otilia Hernández Tórtola de Martínez

A MIS HERMANAS:

Waleska, Lesly y Claudia

A:

Rosa Idalia

Al noble pueblo de Guatemala

ÍNDICE GENERAL

	No. de Página
ÍNDICE GENERAL	I
GLOSARIO	II
RESUMEN	VI
INTRODUCCIÓN	VII
1. ANTECEDENTES	1
2. OBJETIVOS	3
3. JUSTIFICACION	5
4. DEFINICION DEL PROBLEMA	7
5. MARCO TEÓRICO	8
6. INVESTIGACIÓN PROPUESTA	36
7. MANTENIMIENTO A REALIZAR A LOS TRANSFORMADORES	72
8. TRABAJO DE APLICACIÓN	89
9. IMPACTO AMBIENTAL DEL ACEITE DIELECTRICO	94
CONCLUSIONES	97
RECOMENDACIONES	98
BIBLIOGRAFÍA	99

GLOSARIO

Absorber	Sustancia que ejerce atracción sobre un fluido con el que está en contacto, de modo que las moléculas de este penetren en aquella.
Aceite nafténico	Aceite mineral aislante derivado de petróleos crudos que presenta poco contenido de ceras y tiene un punto bajo de descongelación.
Aceite no inhibido	Aceite mineral aislante que no contiene ningún antioxidante pero que podría contener otros aditivos.
Aceite parafínico	Aceite mineral aislante derivado de petróleos crudos con contenido de ceras.
Adsorber	Atraer y retener en la superficie de un cuerpo moléculas o iones de otro cuerpo
Arqueo	También llamado arco eléctrico o arco voltaico y corresponde a una descarga eléctrica continua que genera luz y calor intensos, formada entre dos electrodos dentro de una atmósfera de gas a baja presión o al aire libre.
Calorimetría	Medida del calor que se desprende o se absorbe en los procesos físicos, químicos o biológicos.

Contaminante	Sustancia o material extraño presente en un aislante líquido o gaseoso que, generalmente, tiene un efecto deletéreo sobre una o más propiedades
Contenido en gas	Volumen de gas disuelto en la unidad de volumen de un aislante líquido, generalmente expresado en porcentaje.
Cromatografía	Método de análisis químico para la separación de los componentes de una mezcla por distribución entre dos fases, una estacionaria y otra móvil, que en un principio se utilizó para separar sustancias coloreadas.
Devanado	Bobina formada con conductor eléctrico tipo alambre.
Efecto corona	Descargas parciales en un gas alrededor de un conductor desnudo o ligeramente aislado que crea un campo altamente divergente alejado de otros conductores. El efecto corona generalmente produce luz y ruido
Grado de polimerización	Es el valor medio del número de unidades monoméricas en las moléculas de un polímero.
Hidrófilo	Absorbe el agua con gran facilidad.
Hidrogenación:	Proceso por el que se adiciona hidrógeno a compuestos orgánicos no saturados.
Índice de color	Valor numérico obtenido al comparar una muestra líquida con una serie de estándares de color numerados con luz transmitida y en condiciones normalizadas

Índice de neutralización	Número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesario para neutralizar los componentes ácidos en un gramo del producto, en condiciones normalizadas.
Inhibidor	Sustancia que, utilizada en poca cantidad, impide una reacción química.
Sobrecalentamiento	Calentamiento excesivo de un aparato, motor o dispositivo, que puede producir su deterioro o avería.
Soluble	Que se puede disolver o desleír.
Pirolisis	Descomposición de un compuesto químico por acción del calor.
Papel celulósico	Papel fabricado con fibras de celulosa
Papel Kraft	Papel hecho con una pulpa de alta resistencia mecánica, fabricado con madera blanda mediante un proceso de sulfatación.
Policlorobifenilos PCB	Aislante líquido formado por una mezcla de compuestos isoméricos homólogos, que se obtiene al mezclar por lo menos dos átomos de hidrógeno por los átomos de cloro en la molécula de bifenil.
Punto de anilina	Temperatura más baja en la cual los volúmenes de anilina y de los productos bajo ensayo son completamente miscibles, en condiciones normalizadas.

Punto de rocío	Temperatura en la cual el vapor de agua de un aislante gaseoso empieza a condensarse en forma de líquido o escarcha, en condiciones normalizadas.
Saturación	Acción de añadir una sustancia a un disolvente hasta que este no admita mayor concentración de ella.
Sobretensión	Es todo aumento de tensión capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica.

RESUMEN

Los transformadores eléctricos de potencia, son equipos nobles que se utilizan en todas las redes de transmisión y distribución del mundo, con una demanda de energía creciente en todo momento, tienen una función importante en la economía de la industria y de las comunidades, por lo que la operación continua para prestar el servicio se vuelve cada día más exigente, lo que obliga a las personas a cargo de los mantenimientos, buscar nuevas formas de realizarlos sin interrumpir el servicio.

Para comprender el funcionamiento de un transformador de potencia, se presenta la teoría básica de su funcionamiento, con ecuaciones que describen los fenómenos eléctricos que se desarrollan en el interior del mismo, destacándose las fuerzas producidas por los campos magnéticos variantes en el tiempo a los cuales están sujetos los transformadores.

El presente trabajo pretende dar énfasis en los mantenimientos predictivos a los transformadores de potencia por medio del análisis del aceite dieléctrico por medio de las pruebas físico químicas y cromatografía de gases disueltos. Haciendo una interpretación de los resultados obtenidos, se pueden detectar fallas insipientes dentro del transformador, lo que ayuda a planificar los mantenimientos preventivos o correctivos futuros con suficiente tiempo de anticipación, para evitar una falla permanente con la consecuencia de las pérdidas económicas asociadas por la falta de servicio eléctrico, teniendo como una forma de mantenimiento el regenerado del aceite dieléctrico en línea, evitando la salida desenergizando los servicios, con las consecuentes pérdidas económicas.

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía eléctrica por la sociedad moderna bajo altos estándares de calidad en la prestación del servicio, así como la competencia globalizada entre las plantas industriales y de las compañías encargadas de prestar los servicios de distribución de energía eléctrica, requieren que el suministro del flujo energético sea garantizado continuamente.

Un análisis oportuno al aceite dieléctrico durante la operación de un transformador de potencia, garantiza el suministro continuo de energía eléctrica.

Las condiciones de operación de un transformador, serán influidas por varios factores, como: el diseño, manufactura, transporte, instalación, puesta en servicio, ciclos de servicio y las características de la redes de suministro y carga.

Las fallas en los transformadores pueden ser previstas con un seguimiento a los análisis periódicos realizados a su aceite dieléctrico, durante la operación del mismo, sólo las fallas de fábrica, de transporte y durante el montaje, se presentan en corto plazo, por lo que cualquier equipo eléctrico de potencia importante recién puesto en servicio, debe ser estrictamente vigilado mediante un análisis a las propiedades del aceite dieléctrico, para que pueda ser calificado confiable para su operación continua y pueda ser sometido a un programa definido de monitoreo durante el resto de su vida de operación.

1. ANTECEDENTES

El primer sistema de distribución de potencia que se utilizó en Estados Unidos fue uno de corriente directa de 120 Voltios, inventado por Thomas Alva Edison para suministrar potencia a las bombillas incandescentes. La primera central de potencia de Edison entró en operación en la ciudad de Nueva York en septiembre de 1,882, el cual generaba y transmitía potencia a tan bajos voltajes que se requerían corrientes muy altas para suministrar cantidades significativas de potencia. Las altas corrientes ocasionaban enormes caídas de voltaje y pérdidas de potencia en las líneas de transmisión y restringían mucho el área de servicio de las estaciones de generación, ocasionando que las centrales generadoras estuvieran a muy cercanas entre sí para evitar este problema. Al inventar el transformador y el desarrollo simultáneo de las fuentes de potencia alterna, eliminaron las restricciones referentes al alcance y la falta de potencia de los sistemas. Un transformador de potencia puede cambiar, idealmente, un valor de voltaje alterno a otro valor de voltaje manteniendo la potencia que suministrará.

Los transformadores de potencia han sido considerados como un equipo estático, por no tener partes móviles, su construcción se basa en componentes metálicos o inorgánicos, tales como tanque, radiadores de enfriamiento, núcleo o enchapado magnético, bobinas, boquillas, herrajes y accesorios, y también se compone de partes no metálicos u orgánicos, tales como aceite, papel, cartón y madera.

El aceite dieléctrico tiene una función importante como refrigerante, en el caso de algunos transformadores, este aceite es recirculado a través de una bomba, pero sus propiedades dieléctricas son de gran importancia en la conformación del sistema de aislamiento.

El aceite dieléctrico mineral es un producto natural, derivado del petróleo, o sea que es un hidrocarburo y por sus propiedades químicas, el aceite reacciona ante la presencia de los metales, el oxígeno, el agua, sufriendo una oxidación que produce una degradación química paulatina y que está directamente relacionada a estos compuestos y la temperatura.

Hasta hace pocos años, la prueba que se realizaba al aceite de los transformadores de potencia era la de rigidez dieléctrica, la cual reflejaba la ruptura de capacidad dieléctrica del aceite, permitiendo dar un valor en kilovoltios, el cual, por lo regular, debía ser mayor o igual a 25 kilovoltios (25 kV) para que el estado del aceite estuviera sin humedad.

Debido a las fallas en transformadores ajenas a la humedad, medida por la prueba de rigidez dieléctrica y por la mayor demanda de disponibilidad del fluido eléctrico, se ha descubierto e implementado técnicas de análisis al aceite para dar a conocer más fenómenos internos al mismo que se pueden convertir en una falla inminente.

El análisis al aceite dieléctrico es una prueba que se debe complementar con otras técnicas de mantenimiento preventivo tales como un estudio de termografía para detectar puntos calientes, así como, estudio de pruebas eléctricas, que en conjunto determinarán el momento preciso para sacar el transformador de servicio y hacer un mantenimiento preventivo interno y externo, o efectuar un proceso de regeneración del aceite en línea sin dejar indisponible el transformador.

2. OBJETIVOS

2.1 GENERAL

Establecer procedimientos técnicos de aplicación para el mantenimiento predictivo de transformadores de potencia por medio del análisis al aceite dieléctrico y técnicas complementarias.

2.2 ESPECÍFICOS

1. Describir el funcionamiento operativo de un transformador de potencia para la industria y sus componentes internos.
2. Describir las pruebas que se pueden realizar al aceite dieléctrico, para conocer el estado en que se encuentran los transformadores.
3. Utilizar técnicas de mantenimiento predictivo que complementen el análisis al aceite dieléctrico para decidir el momento para realizar un mantenimiento preventivo al transformador.
4. Justificar mediante un análisis de costos, el mantenimiento predictivo al aceite para evitar las pérdidas por parada de producción debido a una falla.
5. Identificar el impacto ambiental del aceite que se utiliza en los transformadores de potencia.
6. Utilizar técnicas de mantenimiento a los transformadores para evitar su corrosión exterior.

7. Dar a conocer un plan de mantenimiento a seguir, dependiendo de las condiciones en las que opera un transformador.
8. Conocimiento del manejo del aceite que se extrae de los transformadores de potencia.

3. JUSTIFICACIÓN

Este trabajo se laboró para proporcionar al lector y usuario de transformadores enfriados por aceite dieléctrico de origen mineral, los conocimientos generales para comprender de una forma fácil y breve, los beneficios que proporciona para la vida útil de los transformadores y su mejor rendimiento económico, la conservación de sus aislamientos a través del mantenimiento del aceite dieléctrico mediante la aplicación del proceso de REGENERADO.

En las subestaciones de las plantas a nivel industrial, es necesario mantener la confiabilidad de los transformadores de potencia ya que son los elementos que proveen de energía eléctrica en niveles de voltaje adecuados para que los equipos principales y auxiliares operen satisfactoriamente.

Por ser un transformador un elemento que no se puede estar desenergizando constantemente y, mucho menos, desarmar sus componentes para observar sus condiciones internas, se hace indispensable efectuar mantenimiento predictivo al aceite dieléctrico mineral que posee, sacando muestras del mismo para realizar ensayos no destructivos que indiquen el estado de operación del mismo.

Hematología es un análisis químico biológico que se realiza a la sangre de los seres humanos, cuyo objetivo es observar los niveles de diferentes estados y cantidad de sustancias que circulan en la misma sangre, derivadas de algunas afecciones que esté sufriendo el paciente; con esta información el médico hace un diagnóstico de las enfermedades del paciente de acuerdo a los niveles anormales que encuentre y atacará con certeza la enfermedad sin necesidad de someter al paciente a tratamientos ni a operaciones innecesarias.

Análogamente, se realizan pruebas físicas, químicas y cromatografía de gases disueltos al aceite de un transformador; estas pruebas han tomado auge en el mantenimiento predictivo, por que permite anticipar una falla inminente que se esté propiciando en el interior del transformador para poder programar un mantenimiento preventivo o correctivo, según sea el caso, y evitar la salida forzada del transformador con la consiguiente pérdida por producción.

La finalidad de este trabajo es entregar una herramienta de guía a los ingenieros de mantenimiento para poder interpretar los resultados obtenidos en las pruebas físicas, químicas y cromatografía de gases disueltos al aceite dieléctrico de un transformador de potencia, para luego programar el tipo de mantenimiento que se le realizará al transformador evitando fallas futuras.

Es de suma importancia para la ingeniería de mantenimiento establecer metodologías de mantenimiento predictivo y sistemas económicos para el funcionamiento de los equipos que no se pueden sacar de servicio o que no cuentan con su equipo de respaldo, tal como sucede con los transformadores de potencia, ya que son elementos de alto costo que necesitan de un monitoreo de condiciones continuo para evitar su indisponibilidad por falla.

Además de las pruebas físicas, químicas y cromatografía de gases es necesario realizar las pruebas al aceite dieléctrico con otras técnicas de mantenimiento preventivo, tales como, un estudio de termografía para detectar puntos calientes así como de pruebas eléctricas, que en conjunto determinarán el momento preciso para sacar el transformador de servicio y hacer un mantenimiento preventivo, tanto interno como externo, o efectuar un proceso de regeneración del aceite en línea sin dejar indisponible el transformador.

4. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El costo de un transformador de potencia es elevado por lo que es muy oneroso tener uno de repuesto o de respaldo, por lo que se hace imprescindible hacerle los mantenimientos adecuados en el momento preciso para evitar fallas que provoquen daños irreversibles y pare el suministro de energía eléctrica con el consiguiente costo por indisponibilidad.

En la actualidad, muchas empresas no realizan mantenimientos predictivos a los transformadores, ya que se han considerado como equipos nobles que requieren relativamente poco mantenimiento externo, sin embargo, dependiendo de la aplicación del trabajo que se realice en la planta (equipo conectado a la red que alimenta el transformador) se requiere de un monitoreo constante de su estado ya que todo transformador se deteriora al paso del tiempo y es necesario saber en que momento se requiere realizar un mantenimiento en el interior del transformador.

Como el análisis de aceite dieléctrico de un transformador se hace en un laboratorio certificado por medio de análisis químicos, la toma de la muestra se puede realizar en cualquier momento, a través de las válvulas instaladas en el mismo transformador para este efecto.

5. MARCO TEÓRICO

5.1 Transformadores de Potencia

Un transformador es un dispositivo que cambia la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Las bobinas no están conectadas en forma directa, la única conexión que existe entre las bobinas es a través del flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo. Los transformadores de potencia se consideran como una máquina estática por no tener partes móviles cuya construcción se basa en componentes metálicos o inorgánicos, tales como tanque, radiadores de enfriamiento, núcleo magnético, bobinas, boquillas, herrajes y accesorios; y también está conformado por componentes no metálicos u orgánicos tales como aceite, papel, cartón y madera.

Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de potencia eléctrica alterna, cuyo devanado es llamado primario o de entrada, y el segundo devanado, llamado secundario o de salida, o quizá un tercer devanado, llamado terciario, se conecta al circuito de las cargas, alimentándolas.

Un transformador de potencia puede cambiar idealmente un valor de voltaje alterno a otro valor de voltaje manteniendo la potencia que suministrará. Si un transformador eleva el nivel de voltaje en uno de sus devanados, debe disminuir la corriente en ese mismo devanado para mantener la potencia que entra en él, igual a la potencia que sale. De esta forma la energía eléctrica alterna que se genera en un sitio determinado, donde están ubicadas las centrales generadoras de energía eléctrica, se eleva el voltaje y se disminuye la corriente por medio de un transformador, para transmitirla a largas distancias con pocas pérdidas a través

de las líneas de transmisión de potencia y luego se reduce el voltaje y aumenta la corriente por medio de otro transformador, para dejarla en los niveles de utilización, que normalmente son niveles de voltaje de distribución.

A los transformadores de potencia se les llama de diferentes maneras, dependiendo de su uso en los sistemas de potencia. Un transformador conectado a la salida de un generador eléctrico que se utiliza para aumentar su voltaje a niveles de transmisión transformador de unidad o de salida; al transformador que se encuentra al final de una línea de transmisión y que reduce los niveles de voltaje de transmisión a niveles de voltaje de distribución, se le llama transformador de subestación; y por último, al transformador que toma el voltaje de distribución y lo disminuye hasta el voltaje final de utilización de los usuarios se le llama transformador de distribución.

5.1.1 Transformadores con tanque de conservación

Los transformadores de origen europeo, por lo regular, utilizan un tanque llamado de compensación o conservación, su construcción deber ser soportado por el transformador y colocado en sentido transversal al mismo. Contará con dispositivos que automáticamente impidan su vaciado en caso de eventuales pérdidas bruscas de aceite por rotura de aisladores o de la cuba, cumpliendo su función de compensar el aceite de la cuba del transformador en caso de fugas severas. La tubería que comunica el tanque de expansión y la cuba, contará con brida con junta de unión maquinada y se introducirá en el interior del tubo 70 mm, a fin de que las impurezas no se introduzcan en la cuba. Contará con una tapa desmontable sujeta con bulones o pernos, con junta para permitir su limpieza y cáncamos para el izamiento de forma que, ejecutado el mismo, conserve su posición relativa de montaje. Estará ubicado a una altura tal que su nivel de aceite, esté más elevado de la parte más alta de la cuba, con un pequeño orificio con tapadera sujeta por pernos en la parte superior, el cual servirá como medio para

el llenado de aceite del transformador. Además de la función de compensar el aceite que pierda el transformador, el tanque de conservación también evita el ingreso de humedad a la cuba, debido que se encuentra a un nivel más alto, y la humedad que pueda ingresar a la parte que no tiene aceite, es extraída por medio de la silica gel, cuya función es atrapar la humedad del tanque de conservación.

5.1.2 Transformadores con gas inerte

Los transformadores de origen americano, utilizan un tanque de gas inerte, el cual inyectado al transformador, forma un colchón a presión en la parte superior del mismo, cuya función es no permitir el ingreso de humedad a la cuba del transformador. Este sistema requiere de una inspección diaria, verificando la presión en el tanque del transformador y en el tanque abastecedor, debe anotarse el consumo de gas y debe calibrarse el sistema dependiendo de que tipo está instalado.

5.2 El Transformadores de potencia ideal

Un transformador ideal es un dispositivo sin pérdidas que tiene un devanado de entrada y un devanado de salida. La relación entre el voltaje de entrada y el de salida, y entre la corriente de entrada y de salida, se describen en las ecuaciones (5-1) y (5-2). La figura 5-1, muestra un transformador ideal.

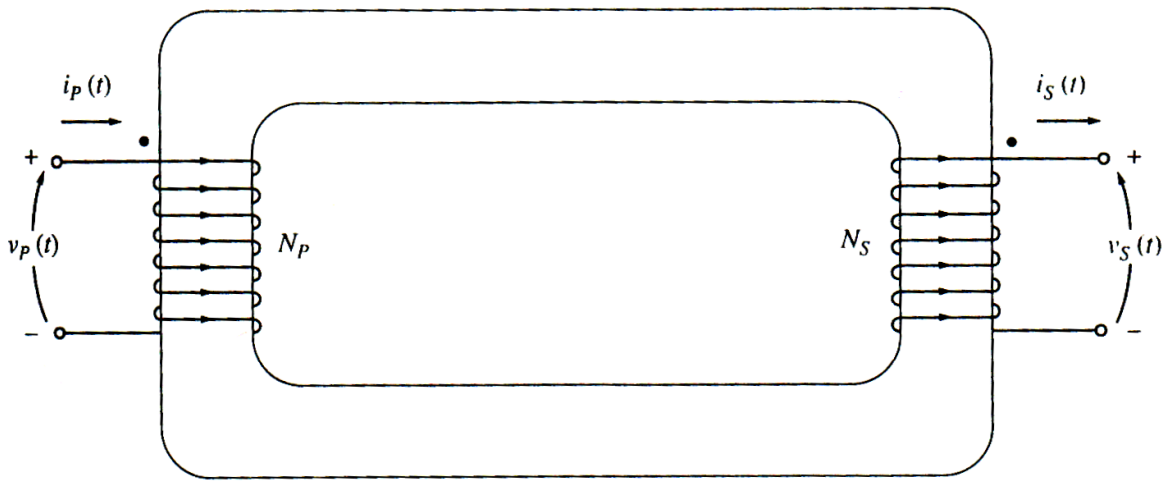


Figura 5-1

La relación entre el voltaje primario $V_p(t)$ aplicado al transformador y el voltaje secundario $V_s(t)$ producido en el lado secundario es:

$$\frac{V_p(t)}{N_p} = \frac{V_s(t)}{N_s} \quad (5-1)$$

Donde $a = N_p/N_s$ se define como la relación de vueltas del transformador.

La relación entre la corriente $I_p(t)$ que fluye en el lado primario del transformador y la corriente $I_s(t)$ que sale del lado secundario del transformador es:

$$\frac{I_p(t)}{N_p} = \frac{1}{a} \frac{N_s}{N_p} I_s(t) \quad (5-2)$$

En términos fasoriales estas ecuaciones se pueden expresar:

$$\frac{V_p}{a} = \frac{V_s}{a} \quad (5-3)$$

$$\frac{I_p}{a} = \frac{I_s}{a} \quad (5-4)$$

Se puede notar que el ángulo de fase de V_p es el mismo que el ángulo de V_s y el ángulo fasorial de I_p es el mismo que el ángulo de I_s , lo que significa que la relación de vueltas del transformador ideal afecta las magnitudes de los voltajes y corrientes, pero no sus ángulos.

Las ecuaciones describen las relaciones entre las magnitudes y ángulos de los voltajes y corrientes en los lados primarios y secundarios del transformador pero dejan una pregunta sin respuesta: puesto que el voltaje del circuito primario es positivo en un lado específico de la bobina, ¿cuál será la polaridad del voltaje del circuito secundario? En un transformador real sería posible saber la polaridad secundaria sólo si se abriera el transformador y se examinaran sus devanados, para evitar esto, los transformadores utilizan la convención de puntos, que indican

que los puntos que aparezcan en un extremo de cada devanado muestran la polaridad de voltaje y de la corriente en el lado secundario del transformador, con la relación siguiente:

1. Si el voltaje primario es positivo en el extremo del devanado con punto con respecto al extremo que no tiene marca, entonces el voltaje secundario también es positivo en el extremo marcado con punto, lo que significa que las polaridades de voltaje son las mismas con respecto a los puntos en cada lado del núcleo.

2. Si la corriente primaria del transformador fluye hacia adentro en el extremo marcado con punto en el devanado primario, la corriente secundaria fluirá hacia afuera en el extremo marcado con punto del devanado secundario.

En la figura 5-2 se muestra el símbolo esquemático de un transformador ideal con sus respectivas marcas de polaridad:

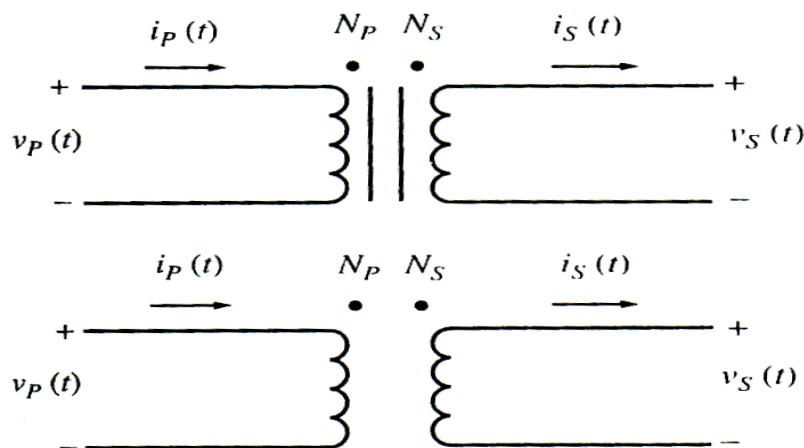


Figura 5-2

Al hablar sobre la potencia que el circuito primario suministra al transformador ideal, la misma se puede expresar con la ecuación siguiente:

$$P_{entr} = V_p I_p \cos \theta_p \quad (5-5)$$

donde θ_p es el ángulo entre el voltaje primario y la corriente primaria, y en consecuencia, la potencia que el devanado secundario del transformador suministra a la carga está dada por la ecuación

$$P_{sal} = V_s I_s \cos \theta_s \quad (5-6)$$

donde θ_s es el ángulo entre el voltaje secundario y la corriente secundaria, y dado que los ángulos no se ven afectados por el transformador ideal, tenemos que $\theta_p = \theta_s = \theta$, de manera que los devanados primario y secundario de un transformador ideal tienen el mismo factor de potencia.

Para saber como se comporta la potencia que entra en el circuito primario de un transformador ideal en comparación con la potencia que sale en el circuito secundario, se puede saber con la aplicación de las ecuaciones de voltaje y corriente (5-3) y (5-4). La potencia que sale de un transformador es

$$P_{sal} = V_s I_s \cos \theta \quad (5-7)$$

Aplicando las ecuaciones de relación de vueltas, se tiene que $V_s = V_p/a_p$ entonces se tiene que $P_{sal} = (V_p/a_p) I_p \cos \theta$, por lo que la potencia de salida queda

$$P_{sal} = V_p I_p \cos \theta = P_{entr}$$

(5-8)

De esta manera, la potencia de salida de un transformador ideal es igual a la potencia de entrada. Si se aplica la misma relación a la potencia reactiva Q y la potencia aparente S

$$Q_{entr} = V_p I_p \sin \theta = V_s I_s \sin \theta = Q_{sal}$$

(5-9)

$$S_{entr} = V_p I_p = V_s I_s = S_{sal}$$

(5-10)

5.3 Transformadores de potencia real

El transformador ideal que se ha descrito no se puede fabricar, lo que si es posible fabricar es un transformador real lo cual se logra con dos o más bobinas de alambre alrededor de un núcleo ferromagnético. En la figura 5-3 se observa un transformador que consta de dos bobinas de alambre enrollado alrededor del núcleo de un transformador, en donde el devanado primario está conectado a una fuente de potencia de corriente alterna y el devanado secundario está abierto.

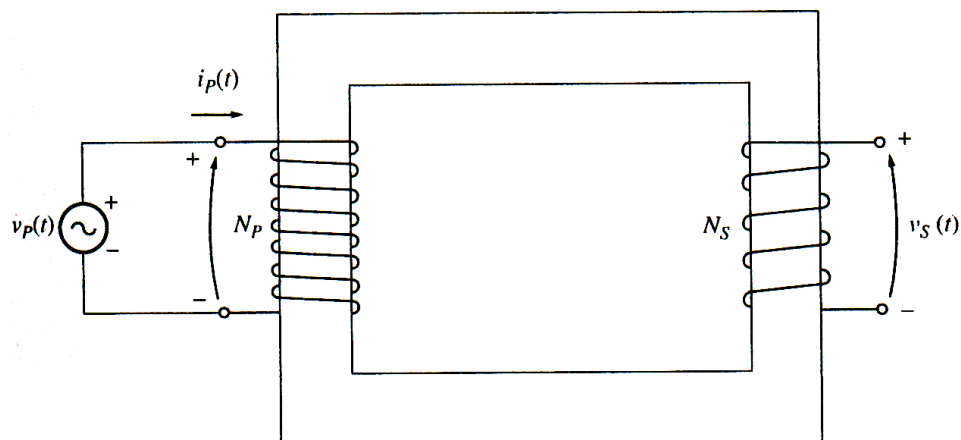


Figura 5-3

La base de operación de un transformador se puede derivar de la ley de Faraday :

$$e_{ind} = \frac{d\lambda}{dt} \quad (5-11)$$

en donde λ es el flujo concatenado en la bobina a través de la cual se induce el voltaje y es la suma del flujo que pasa a través de cada vuelta en todas las vueltas de la bobina de la siguiente forma

$$\lambda = \sum_{i=1}^N \Phi_i \quad (5-12)$$

El flujo concatenado a través de cada bobina no es exactamente $N\Phi$, donde N es el número de vueltas en la bobina, puesto que el flujo que pasa a través de cada vuelta de la bobina, es ligeramente diferente del flujo de las demás vueltas, lo cual depende de la posición de cada vuelta dentro de la bobina, sin embargo, es posible definir el flujo promedio por vuelta en una bobina, considerando que el flujo ligado total en todas las vueltas de la bobina es λ y si hay N vueltas, entonces el flujo promedio por vuelta está dado por

$$\Phi = \frac{\lambda}{N} \quad (5-13)$$

permitiendo que la ley de Faraday se escriba de la siguiente manera

$$e_{ind} = N \frac{d\phi}{dt} \quad (5-14)$$

Si el voltaje de la fuente de la figura es $V_p(t)$, entonces ese voltaje se aplica directamente a través de las bobinas del devanado primario del transformador. Para explicar como reacciona el transformador al voltaje aplicado, se utiliza la ley de Faraday, resolviendo la ecuación (5-14) para el flujo promedio presente en el devanado primario del transformador obteniendo el siguiente resultado

$$\phi = \frac{1}{N_p} \int V_p(t) dt \quad (5-15)$$

La ecuación (5-15) establece que el flujo promedio en el devanado es proporcional a la integral del voltaje aplicado al devanado y la constante de proporcionalidad es el inverso del número de vueltas del devanado primario $1/N_p$ y este flujo cuando está presente en el devanado primario, produce un efecto en el devanado secundario del transformador, el cual depende de cuanto flujo llegue a la bobina secundaria. No todo el flujo que se produce en el devanado primario pasa a través devanado secundario, algunas de las líneas de flujo abandonan el núcleo de hierro y pasan a través del aire, tal como se ve en la figura 5-4.

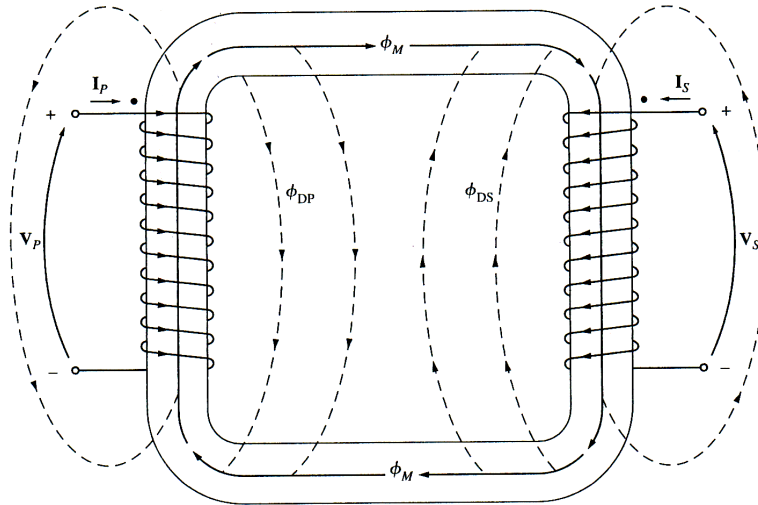


Figura 5-4

La porción de flujo que pasa a través de una de las bobinas del transformador, pero no a través de la otra, se llama flujo disperso o flujo de dispersión. El flujo en la bobina primaria se puede dividir en dos componentes: flujo mutuo que permanece en el núcleo y une ambos devanados y un flujo disperso mínimo que pasa a través del devanado primario pero regresa a través del aire sin cruzar por el devanado secundario:

$$\bar{\phi}_p = \phi_M + \phi_{DP}$$

(5-16)

en donde

$\bar{\phi}_p$ = flujo promedio primario total

ϕ_M = Componente del flujo que une las bobinas primaria y secundaria

ϕ_{DP} = flujo disperso en el devanado primario

Existe una división similar del flujo en el devanado secundario entre el flujo mutuo y flujo disperso que pasa a través del devanado secundario pero regresa a través del aire sin tocar el devanado primario:

$$\bar{\Phi}_s = \Phi_M + \Phi_{DS} \quad (5-17)$$

en donde

$\bar{\Phi}_s$ = flujo promedio secundario total

Φ_M = Componente del flujo que une las bobinas primaria y secundaria

Φ_{DP} = flujo disperso en el devanado secundario

La razón entre el voltaje primario causado por el flujo mutuo y el voltaje secundario causado por el flujo mutuo es igual a la relación de vueltas del transformador, y puesto que en un transformador bien diseñado se tiene que:

$$\Phi_M \gg \Phi_{DP} \text{ y}$$

$$\Phi_M \gg \Phi_{DS}$$

por lo que, la relación de voltaje total en el primario de un transformador con el voltaje en el secundario es aproximadamente

$$\frac{V_p(t)}{V_s(t)} = \frac{N_p}{N_s} = a \quad (5-18)$$

Mientras más pequeños sean los flujos dispersos del transformador, más exacta será la aproximación a la relación de voltajes del transformador ideal.

5.4 Corriente de magnetización de un transformador real

Cuando se conecta una fuente de potencia de corriente alterna a un transformador, como se muestra en la figura 5.3, la corriente fluye en su circuito primario, incluso si su circuito secundario está abierto. Esa corriente es la que se requiere para producir flujo en un núcleo ferromagnético real y consta de dos componentes:

- a) La corriente de magnetización i_m , que es la requerida para producir el flujo en el núcleo del transformador.
- b) La corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} , que es la requerida para compensar la histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas.

5.4.1 Corriente de magnetización

Al hablar de la corriente de magnetización, se debe notar los siguientes aspectos:

- a) La corriente de magnetización en el transformador no es sinusoidal. Los componentes de las frecuencias más altas en la corriente de magnetización se deben a la saturación magnética en el núcleo del transformador.
- b) Una vez que el flujo pico alcanza el punto de saturación, un pequeño incremento en el flujo pico requiere un gran incremento en la corriente de magnetización pico.
- c) El componente fundamental de la corriente de magnetización atrasa 90° el voltaje aplicado al núcleo.
- d) Los componentes de las frecuencias más altas en la corriente de magnetización pueden ser bastante grandes en comparación con el

componente fundamental. En general, cuanto más fuerte sea el proceso de saturación en el núcleo, mayores serán los componentes armónicos.

El otro componente de la corriente de vacío del transformador es la corriente requerida para compensar la histéresis y las corrientes parásitas en el núcleo, o sea la corriente de pérdidas en el núcleo. Suponiendo que el flujo en el núcleo es sinusoidal, puesto que las corrientes parásitas en el núcleo son proporcionales a $d\phi/dt$, las corrientes parásitas son mayores cuando el flujo en el núcleo pasa por cero, por lo tanto, la corriente de pérdidas en el núcleo es máxima cuando el flujo pasa por cero.

5.4.2 Corriente de pérdidas en el núcleo

Hay que tomar en cuenta los siguientes aspectos de la corriente de pérdidas en el núcleo:

- a) La corriente de pérdidas en el núcleo es no lineal debido a los efectos no lineales de la histéresis.
- b) El componente fundamental de la corriente de pérdidas en el núcleo está en fase con el voltaje aplicado al núcleo.

La corriente de vacío total en el núcleo se llama corriente de excitación del transformador y es, simplemente, la suma de la corriente de magnetización y la corriente de pérdidas en el núcleo:

$$i_{ex} = i_m + i_{h+e} \quad (5-19)$$

5.5 Circuito equivalente exacto de un transformador

Es posible construir un circuito equivalente que tome en cuenta todas las imperfecciones de los transformadores reales. El efecto más sencillo de evaluar son las pérdidas en el cobre, éstas son pérdidas resistivas en los devanados primario y secundario y equivalen a la colocación de un resistor R_p en el devanado primario y un resistor R_s en el circuito secundario.

El flujo disperso producido en el devanado primario ϕ_{DP} produce un voltaje e_{DP} dado por la ecuación

$$e_{DP}(t) = N_p \frac{d\phi_{DP}}{dt} \quad (5-20)$$

y el flujo disperso en el devanado secundario ϕ_{DS} produce un voltaje e_{DS} dado por

$$e_{DS}(t) = N_s \frac{d\phi_{DS}}{dt} \quad (5-21)$$

Debido a que buena parte del recorrido del flujo disperso a través del aire, y ya que el aire tiene una reluctancia constante mucho mayor que la del núcleo, el flujo ϕ_{DP} es directamente proporcional a la corriente en el circuito primario i_p y el flujo ϕ_{DS} es directamente proporcional a la corriente secundaria i_s , de manera tal que

$$\phi_{DP} = (\mu_0 N_p) i_p$$

(5-22)

$$\Phi_{DS} = (\mu N_s) i_s$$

(5-23)

donde μ = permeancia del camino del flujo

N_p = número de vueltas en la bobina primaria

N_s = número de vueltas en la bobina secundaria

Sustituyendo las ecuaciones (5-22) y (5-23) en las ecuaciones (5-20) y (5-21) respectivamente, se tiene

$$e_{DP}(t) = N_p \frac{d(\mu N_p) i_p}{dt} = (N_p)^2 \mu \frac{di_p}{dt}$$

(5-24)

$$e_{DS}(t) = N_s \frac{d(\mu N_s) i_s}{dt} = (N_s)^2 \mu \frac{di_s}{dt}$$

(5-25)

Las constantes en estas ecuaciones se pueden agrupar; quedando entonces

$$e_{DP}(t) = L_p \frac{di_p}{dt}$$

(5-26)

$$e_{DS}(t) = L_s \frac{di_s}{dt} \quad (5-27)$$

Donde $L_p = (N_p)^2 \mu$ es la autoinductancia de la bobina del primario y $L_s = (N_s)^2 \mu$ es la autoinductancia de la bobina del secundario del transformador. Por tanto, el flujo disperso se considera como si fueran inductores primarios y secundarios.

La corriente de magnetización i_m es proporcional al voltaje aplicado al núcleo y tiene 90° en retraso con respecto al voltaje aplicado, por lo que, se puede modelar una reactancia X_m conectada a través de la fuente de voltaje primaria. La corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} es una corriente proporcional al voltaje aplicado al núcleo que está en fase con el voltaje aplicado por lo que se puede considerar como una resistencia R_N conectada a través de la fuente de voltaje primaria. El circuito equivalente resultante se muestra en la figura 5-5, nótese que los elementos que conforman la rama de excitación están ubicados dentro de la resistencia primaria R_p y de la inductancia primaria L_p , esto se debe a que el voltaje que en efecto se aplica al núcleo, es en realidad igual al voltaje de entrada menos las caídas internas de voltaje en los devanados. El circuito equivalente mostrado en la figura 5-5, aunque es un modelo exacto de un transformador, no es muy útil para análisis prácticos, por lo que casi siempre es necesario convertir todo el circuito en un equivalente con un solo nivel de voltaje, por lo tanto, el circuito equivalente se debe referir a su lado primario o a su lado secundario en la solución de problemas, por lo que en la figura 5-6 se muestra el circuito equivalente de un transformador referido a su lado primario y en la figura 5-7 se muestra el circuito equivalente referido al secundario.

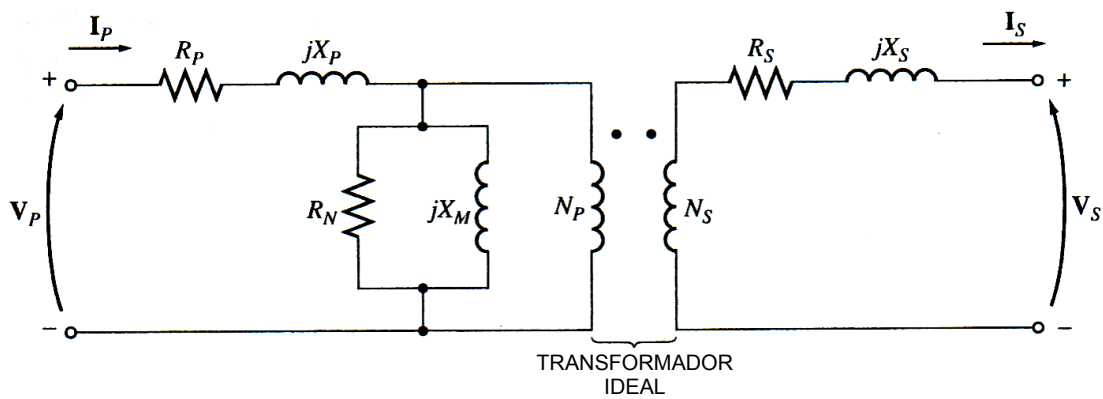


Figura 5-5

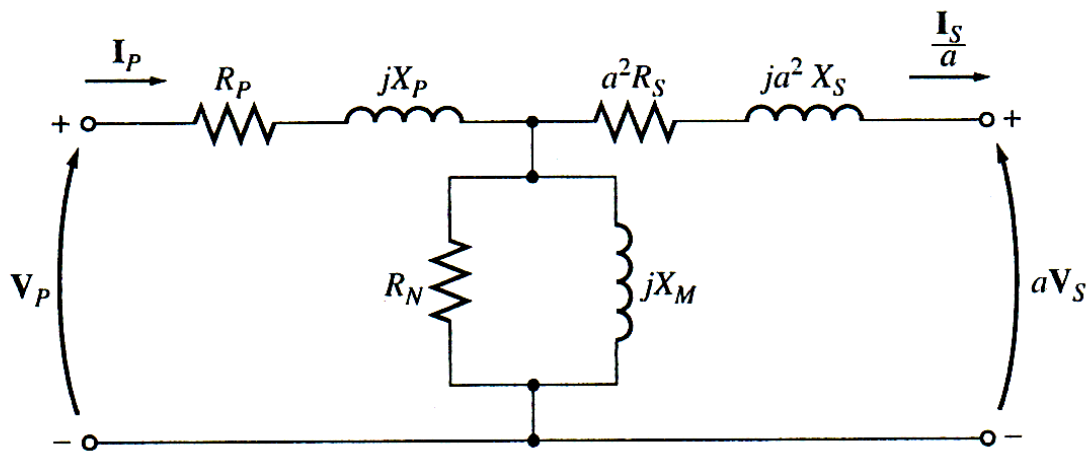


Figura 5-6

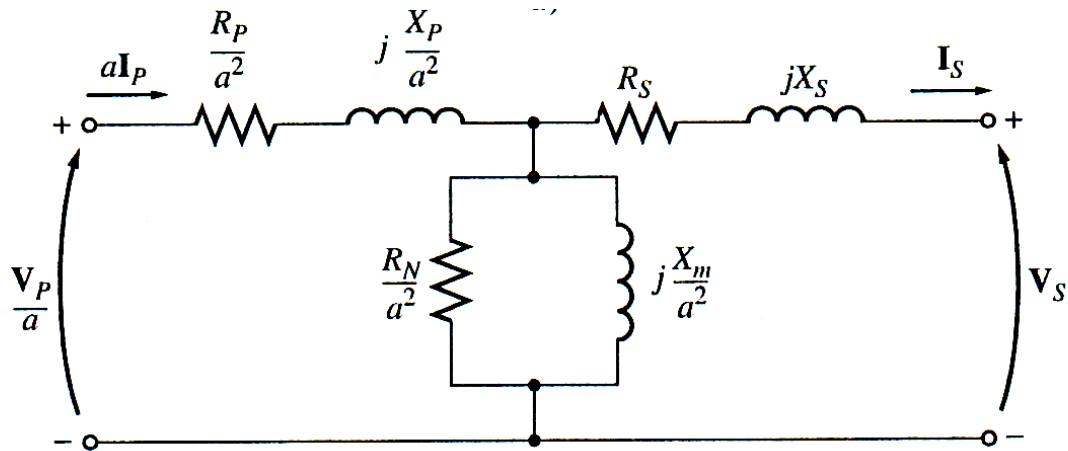


Figura 5-7

5.6 Cuba de transformadores

La cuba de un transformador de potencia, es la caja de metal altamente resistente que protege en su interior las bobinas, núcleo, papel aislante, madera y el aceite dieléctrico, también tiene la función de ser el soporte mecánico para instalar los elementos necesarios para conectar los devanados primario y secundario con las líneas exteriores que los alimentan a través de conectores llamados bushings, fabricados de porcelana con aceite en su interior. La cuba es construida con chapa de acero, reforzada con perfiles o chapa perfilada y montada sobre un bastidor de perfiles de acero que permita el eventual desplazamiento sobre rodillos o deslizamiento sobre guías metálicas. Todas las estructuras se fabrican dimensionadas con un coeficiente de seguridad. La construcción y cierre de la cuba debe permitir el desencubado por izamiento del núcleo y bobinas, para este fin, la apertura de los transformadores deberá realizarse por medio de desmontaje mecánico, de preferencia con pernos, debiendo asegurar la

hermeticidad con los radiadores instalados y ser apta para el tratamiento del transformador en su propia cuba y debe contar con cuatro placas o superficies de apoyo, de resistencia adecuada para soportar el peso del transformador completo, de manera que bajo ellas, se puedan aplicar cuatro gatos hidráulicos para elevar el aparato a los efectos de cambiar la dirección de las ruedas. En el bastidor de la cuba se instalan ruedas de transporte, orientables en dos direcciones únicamente, con un enclavamiento de resistencia adecuada al peso de las máquinas sobre cada rueda para evitar su movimiento una vez montado y operando.

5.7 Núcleo de los transformadores

Los núcleos son producidos a partir de chapas de hierro silicio de grano orientado, con espesores entre 0,23 y 0,35 mm, presentando en todos los casos aislamiento eléctrico en ambas caras a través de una delgada película de material inorgánico la cual presenta alta resistencia mecánica a los aceites minerales y a las altas temperaturas. El proceso de producción de núcleos comienza con el flejado de la chapa de hierro silicio y su posterior corte a los largos y formas diseñadas para el transformador. Este proceso se lleva a cabo con máquinas automáticas controladas por computadora y de alta producción, lo que garantiza cortes con tolerancias mínimas, permitiendo además el diseño de núcleos de tipo step lap, lo que garantiza reducciones importantes en los valores de pérdidas de vacío y, fundamentalmente, una reducción del orden del 50% en la corriente de excitación respecto de los núcleos tradicionales con juntas a 45°. El montaje de los núcleos, se lleva a cabo en posición horizontal, sobre dispositivos diseñados para facilitar el perfecto ensamble entre columnas y yugos, y que permiten, una vez finalizado el apilado, llevar al núcleo totalmente armado a posición vertical en forma ágil y segura. Finalmente, durante todo el proceso se llevan a cabo estrictos controles dimensionales

5.8 Embobinado de un transformador

Dependiendo de la potencia y tensión del transformador, los conductores de los arrollamientos podrán ser del tipo cilíndricos, tipo espiral, de disco continuo o de disco entrelazado, dependiendo de la potencia y tensión del transformador y por lo regular, son fabricados de cobre de máxima pureza en alta potencia, en cambio los transformadores pequeños, por lo regular por debajo de un megavatio, son fabricados de aluminio. Los bobinados y su sistema de anclaje se diseñan para que los esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito sean mínimos y se distribuyan en forma uniforme. Dependiendo de la potencia y la tensión, los conductores utilizados en la construcción de bobinados de potencia pueden ser de secciones rectangulares (planchuelas), cuadrados, cilíndricos.

Todos los bobinados, previo a su montaje definitivo, son rigurosamente secados y pre-estabilizados con valores de presiones superiores a los máximos que aparecen en cortocircuitos externos. Se verifican en este proceso todas las dimensiones, compensándose todas las que fueren necesarias según los resultados de las verificaciones que realiza el Departamento de Ingeniería con los parámetros reales obtenidos, de este modo se equilibran, dimensionalmente, todos los bobinados o se rediseñan estructuras de apoyo, buscando minimizar los esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito. Todo el proceso de fabricación de bobinados es acompañado de un riguroso control de calidad, verificando a través del autocontrol y de las inspecciones del Departamento de Control de Calidad, todas las dimensiones, condiciones de limpieza y la no obstrucción de los canales de refrigeración.

5.9 Aislamiento celulósico

Los compuestos de celulosa, tales como papel kraft, papel crepé, cartón pressboard y madera, se utilizan como aislamientos para los conductores, bobinas y núcleo, en diversas cantidades y formas e integran la parte sólida del sistema de

aislamiento. Por su composición química, pertenecen a la familia de los polímeros y tienen excelentes características dieléctricas y mecánicas, su proporción en peso con respecto al peso total de la parte viva de un transformador conformado por el núcleo y las bobinas, puede ser de hasta 35 %. La función principal de los materiales celulósicos es proporcionar aislamiento eléctrico y tiene la desventaja que por sus propiedades químicas, se degradan por efectos de la temperatura y el contacto con el agua. La presencia de agua en el papel, tiene dos efectos negativos: el producido por la absorción al penetrar la humedad dentro de los microespacios de la celulosa por efecto capilar, y por la adsorción que se presenta por la atracción polar entre las moléculas de celulosa desintegrada, llamada glucosa, y las moléculas de agua, que merma sus propiedades mecánicas. La vida útil de un transformador depende, directamente, en que la celulosa se conserve seca y limpia.

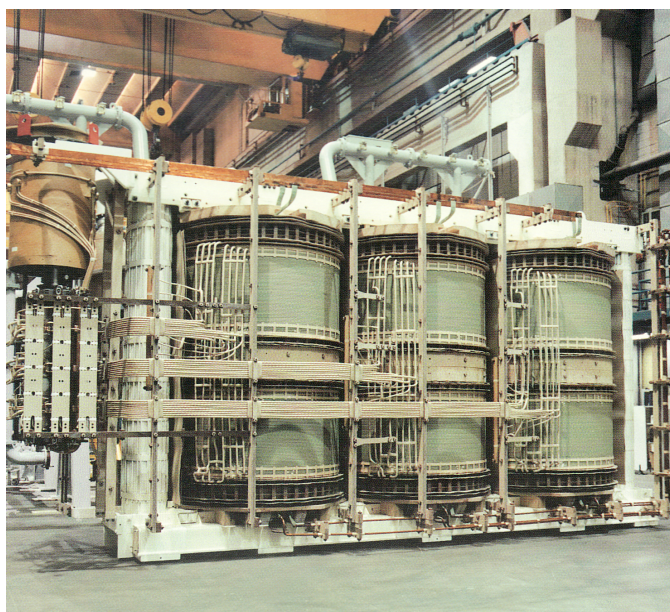


Figura 5-8

Aislamiento de conductores bobinas y núcleo de un transformador de potencia marca SIEMENS

5.10 Radiadores

Estarán adosados a la cuba por medio de bridas con interposición de válvulas lenticulares que permiten cerrarse herméticamente impidiendo el paso del aceite de la cuba al exterior, una vez retirados los radiadores. Deberán contar con un tapón de purga en su parte superior y otro de salida del aceite en su parte inferior de igual diámetro. Contarán con cáncamos para su levantamiento ubicados de forma tal que al efectuar la maniobra conserven la posición relativa de montaje. Tendrán una rigidez mecánica adecuada, para lo cual, los paneles estarán mecánicamente vinculados entre sí; se construyen de manera que no se produzcan acumulaciones de gases en ninguna de sus partes. Se asegurará la permanente estanqueidad de todos los accesorios de cierre y pasos al exterior, a fin de descartar pérdidas de aceite, lo que se verificará por medio del ensayo de hermeticidad. Las válvulas lenticulares, por estar intercaladas entre las bridas de la cuba y las de los radiadores deberán ser lo suficientemente resistentes a los efectos de soportar los esfuerzos mecánicos del conjunto.

5.11 Indicadores magnéticos de nivel de aceite

Este indicador está instalado en el al tanque de compensación en una de las caras laterales del lado de alta tensión (AT) del transformador, debiendo contar con un cuadrante circular rojo que indique el nivel; la parte visible del cuadrante tendrá como mínimo 180 milímetros de diámetro. Llevará marcas que indiquen los niveles normales del aceite correspondiente a temperaturas de 0, 25, y 80 °C. Dispondrá, además, de un contacto a mercurio que deberá cerrarse en caso de vaciarse el tanque de expansión para activar el sistema de alarma.

5.12 Grifos para tomar muestras de aceite

Los grifos para extraer muestras del aceite aislante de la cuba, del tanque de expansión y de la parte del conmutador bajo carga serán válvulas exclusas de bronce, cuentan con tapas de bronce y juntas inalterables a la acción del aceite aislante. La correspondiente a la cuba estará ubicada a la altura de la cara inferior del bobinado.

5.13 Aceite dieléctrico

La gran mayoría de transformadores, están diseñados para trabajar sumergidos en fluidos refrigerantes con propiedades dieléctricas que son derivados del petróleo, refinados y destilados por diversos procesos que le proporcionan las características finales deseadas. Los tipos de aceites dieléctricos son parafínico y nafténico, siendo cada uno resultante del aceite crudo base y de acuerdo a la región del mundo donde éste provenga; estos aceites llegan a tener combinaciones con compuestos aromáticos que les proporcionan algunas propiedades antioxidantes, es decir, que le dan mayor o menor resistencia al efecto de oxidación que sufre el aceite por efectos de la temperatura y la presencia de oxígeno y que resulta en su paulatina degradación o envejecimiento.

La diferencia mas notable que existe entre los aceites dieléctricos de base parafínica o nafténica, es por su punto de escurrimiento y su resistencia a la oxidación, los aceites parafínicos son químicamente más resistentes a la oxidación pero su punto de escurrimiento es de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que los limita en su aplicación en climas extremadamente fríos, los aceites nafténicos son menos resistentes a la oxidación pero tiene un punto de escurrimiento de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que los hizo muy

populares en los países industrializados, principalmente del hemisferio norte, donde los inviernos son muy intensos.

En la actualidad, con modernos procesos de refinación y destilación, como son la hidrogenación o hidrodesulfuración, se logran aceites tanto parafínicos como nefténicos de mayor calidad y resistencia natural a la oxidación sin la necesidad de utilizar inhibidores o antioxidantes artificiales.

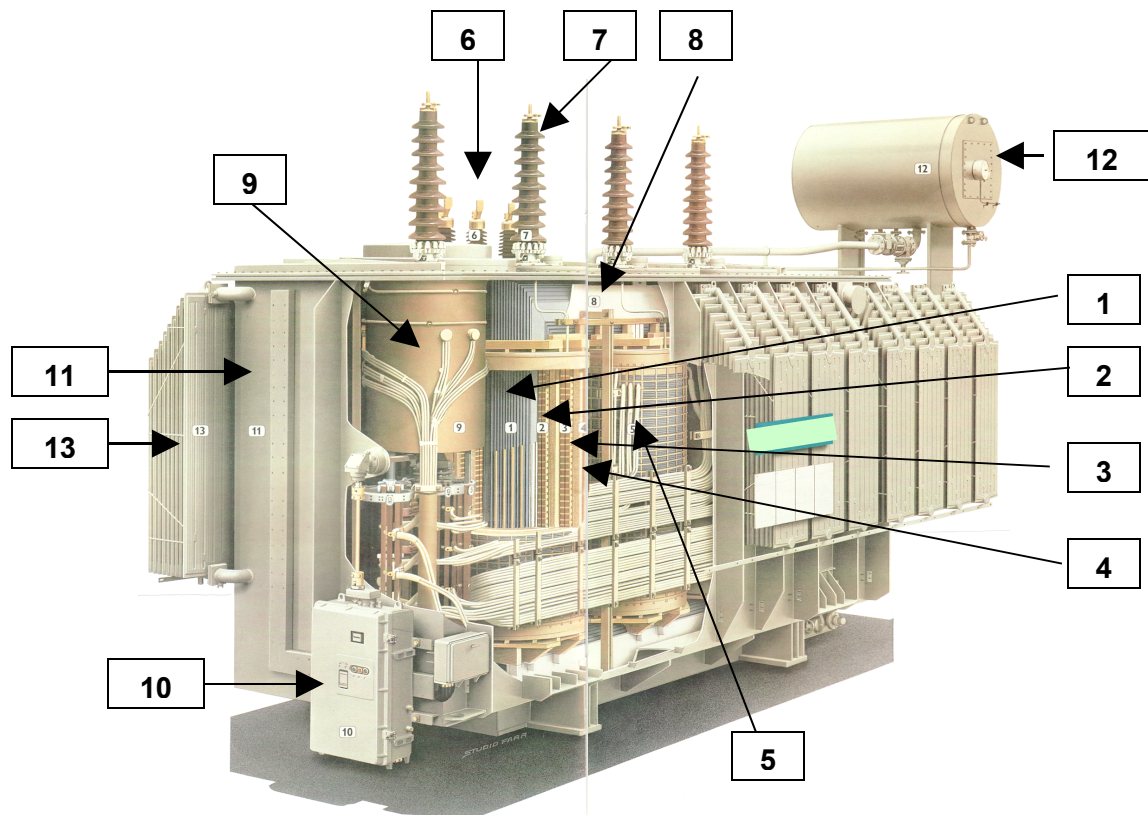


Figura 5.9

Partes de un transformador de potencia de 40 MVA, tensión de 138/13.8 propiedad de SIEMENS

- | | |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| 1. Núcleo de tres columnas | 7. Aisladores de alta tensión |
| 2. Bobinas de baja tensión | 8. Vigas de prensado del núcleo |
| 3. Bobinados de alta tensión | 9. Conmutador de derivación con carga |
| 4. Bobinados de regulación | 10. Accionamiento motorizado |
| 5. Terminales de derivación | 11. Cuba |
| 6. Aisladores de baja tensión | 12. Tanque de expansión |
| | 13. Radiadores |

5.14 Fallas en los transformadores

5.14.1 Corto circuito externo

Como su nombre lo indica es producida por un corto externo al transformador. El daño que produzca al transformador dependerá de su intensidad y del tiempo de duración. La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que distorsionan los devanados y hasta los ponen fuera de su lugar. Si el corto es intenso y prolongado, su efecto se reflejará en una degradación de aceite, sobre presión, arqueos y "abombamiento" del tanque. Después de una falla de este tipo y antes de poner en servicio el transformador, se debe tener la certeza de que se ha eliminado el corto y revisar el transformador para determinar si está o no dañado.

5.14.2 Fallas internas

Los tipos de fallas más comunes, su manifestación general, y la secuela de operaciones, que permiten al hombre de mantenimiento el evitar o detectar las fallas y el mantenimiento preventivo adecuado para evitarlas son: falsos contactos, corto circuito entre espiras, sobre tensiones por descargas atmosféricas, sobre tensiones por transitorios, sobre cargas y degradación del aceite dieléctrico.

5.14.3 Falsos contactos

De no detectarse a tiempo, este tipo de falla deteriora el aislamiento y contamina el aceite produciendo gasificación, carbono y "abombamiento" del

transformador. Esta falla se manifiesta por presencia de carbón en las terminales o por terminales carcomidas o de una coloración intensa en aislamientos y conductor. Como los falsos contactos se originan por terminales sueltas, es recomendable apretar periódicamente las terminales externas e internas del transformador.

5.14.4 Corto circuito entre espiras

Es el resultado de aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, por sobrecalentamientos continuados, por exceso de voltaje y otros. Estas fallas tardan tiempo en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. Su ionización degrada al aceite y debe haber rastros de carbón en el tanque y posiblemente abombamientos.

5.14.5 Sobretensiones por descargas atmosféricas

Para prevenir, en lo que cabe, este tipo de falla, se recomienda el uso de pararrayos lo más cercanos al transformador. Si la subestación es convencional y de instalación exterior, se disminuye la incidencia de descargas atmosféricas con el uso de hilo de guarda. En caso de la sobretensión resultante de la descarga atmosférica rebase los límites de nivel de impulso del transformador, el devanado sujeto a este esfuerzo fallará. La manifestación de este tipo de fallas, son bobinas deterioradas en la parte más cercana al transformador, o sea, a los herrajes. Como el tiempo de duración de la falla es muy corto, no se produce deterioro en el aceite, ni gasificación del mismo y, por lo tanto, no se observan por regla general fallas o abombamientos en el tanque.

5.14.6 Sobretensiones por transitorios

Son producidas por falsas operaciones de switcheo, por puesta de servicio y desconexión de bancos capacitares y otros. Los sobre voltajes que se producen

son del orden de hasta dos veces el voltaje de operación, su resultado de daño es a largo plazo y se define en algunas ocasiones como un corto circuito entre espiras. Si ya el aislamiento estaba deteriorado, se manifiesta la falla como por un "disparo de bala expansiva". La ionización generada contamina el aceite, lo gasifica y se observa un "abombamiento" en el tanque.

5.14.7 Sobrecargas

Si las sobrecargas a que se sujete el transformador no han sido tomadas en cuenta durante el diseño del aparato, éste se sujetará a un envejecimiento acelerado que destruirá sus aislamientos y su falla se definirá por un corto circuito entre espiras.

5.14.8 Degradación del aceite dieléctrico

Este proceso es natural y es producto de la reacción química que sufre el hidrocarburo ante la presencia de oxígeno, acelerada por la temperatura de los transformadores. Los transformadores son máquinas electromagnéticas que conducen corriente eléctrica a través de conductores de cobre o aluminio devanados sobre núcleos ferrosos que generan un flujo magnético y que su resultado físico se manifiesta en pérdidas por efecto Joule y pérdidas por Corrientes de Eddy o parásitas en el núcleo, en forma de calor, este fenómeno inevitable en la operación de cualquier transformador, hace que el proceso de oxidación se manifieste en el aceite, así como el de los materiales celulósicos que conforman los aislamientos sólidos de los devanados de cualquier transformador, dando como resultado la formación de compuestos polares tales como ácidos ligeros, peróxidos, aldehídos, jabones alcoholes, agua y otros, que inicialmente son solubles en el aceite pero que conforme van incrementando su presencia, incrementan su peso, pierden solubilidad hasta inclusive formar lodos y se precipitan, siendo principalmente adsorbidos por el papel aislante, este proceso

también genera la liberación de diversos gases combustibles y oxígeno que quedan disueltos en el aceite.

5.14.9 Resultados

Lo eficiente del servicio dependerá de la rapidez con que se detecte el problema. Si bien es reconocido que un mantenimiento correctivo realizado en un plazo no muy prolongado, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que esta reparación será mejor si le damos la aplicación correcta y realizar sus pruebas e inspecciones en un tiempo no mayor a un año, y de el cliente dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados. Por supuesto que nuestra labor de mantenimiento correctivo, basada en una experiencia amplia y del análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que nuestro transformador obtenga su vida útil, y a prevenir fallas en éste. Esto último es muy importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce al menos en una paralización parcial de operaciones y por lo tanto en pérdidas de producción.

6 INVESTIGACIÓN PROPUESTA

6.1 Descripción de las pruebas físicas y químicas

Los ensayos físicos y químicos proporcionan la información relativa a la calidad el aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, así como dan una proyección de los efectos que ésta pueda aportar al sistema de aislamiento.

Los ensayos físicos y químicos se integran en forma de paquete por un grupo de ensayos o pruebas predeterminadas y procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente (ANSI, IEEE, DOBLE, ASTM, IEC, CIGRE y otros)

y que en conjunto proporcionan la información necesaria para determinar la calidad el aceite.

Este paquete de ensayos lo componen las siguientes estaciones de prueba:

- a) Color
- b) Rigidez dieléctrica
- c) Tensión interfacial
- d) No. de acidez
- e) Gravedad específica
- f) Aspecto Visual
- g) Sedimentos
- h) Factor de Potencia a 25° C y 100° C
- i) Resistividad (opcional)
- j) Contenido de humedad y determinación del % de humedad / base seca, y % de saturación del aceite (en proceso de implementación)
- k) Cada prueba tiene su importancia individual, pero es la combinación e interpretación de todos los resultados en forma conjunta lo que permite realizar su diagnóstico.

6.1.1 Color e Inspección Visual

El color de una muestra de aceite está relacionado con el grado de deterioro de la misma. El aceite mineral nuevo recién producido en la refinería, es prácticamente incoloro, sin embargo, conforme la muestra envejece con el paso del tiempo o por severas condiciones de trabajo, como la presencia de puntos calientes o arcos eléctricos, la muestra ira formándose más oscura. La claridad de una muestra de aceite nueva, deberá ser brillante y sin ninguna evidencia de turbulencia o nubosidad, lodo o partículas sólidas. La claridad de una muestra se

determina mediante la observación de la muestra contra una fuente de luz. El color de la muestra se determina por comparación directa a estándares de color.

Los detalles de estos procedimientos están dados en los métodos ASTM D-1500, D-1524 y D-2129, por lo que aquí serán brevemente mencionados. La mayor parte de los aceites cambiarán de color, desde incoloro hasta un café oscuro, pasando por colores y tonos intermedios. Los Colorímetros ASTM para la determinación del color en productos petrolíferos en distintos rangos de color, se les asignan valores que van desde 0.5 hasta 8 unidades, en intervalos de 0.5. Los estándares están fabricados de vidrio de color y la comparación se realiza mediante la comparación simultánea de la muestra contra el estándar a través de un visor. La claridad de aceite se determina empleando la misma muestra utilizada para la determinación del color; esto mediante la iluminación de la muestra por una fuente luminosa, para determinar la presencia de turbulencia, lodos y partículas sólidas. El color de una muestra de aceite es empleado como una guía para definir su grado de refinación. Cuando el aceite es obtenido de un transformador que ha estado en servicio, entonces el seguimiento del color a través del tiempo, es una forma de establecer la posible condición del aceite. Debe hacerse notar, que el color del aceite por sí solo, de ninguna forma deberá ser utilizado para determinar la calidad de un aceite, pero podrá ser una forma de ayudar para determinar la realización de pruebas más contundentes que puedan determinar la condición específica del aceite. La claridad de la muestra, también puede sugerir el momento de efectuar otras pruebas. Nubosidad de la muestra puede indicar presencia de agua, lo que implicará menor rigidez dieléctrica, partículas como lodos, indicará la existencia de productos de resultantes de la oxidación, lo que se traduciría a mayor acidez y menor tensión interfacial. Partículas de carbón y/o metal, pueden ser indicativos de severo calentamiento localizado y/o arqueo.

Color y aspecto visual de los aceites		
Tipo de aceite / unidad	Color	Aspecto visual
Aceite mineral distribuido por la refinería	0.5 max.	Brillante y claro
Aceite nuevo en equipo nuevo		
≤ 69 kV	1.0 max.	Brillante y claro
69 – 288 kV	1.0 max.	Brillante y claro
> 345 kV	0.5 max.	No se especifica

Tabla 6.1
Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106-1991

6.1.2 Rigidez dieléctrica

La Rigidez Dieléctrica o Tensión de Ruptura, es la forma de medir la capacidad del aceite dieléctrico a soportar el efecto de un campo eléctrico de alta intensidad. Esta prueba ayuda a detectar la presencia de humedad y contaminación por agua o materiales sólidos en suspensión; sin embargo, un valor alto de rigidez dieléctrica, no es indicativa de la ausencia de elementos contaminantes, y otro tipo de pruebas son necesarias conjuntamente con ésta para la evaluación del estado del aceite dieléctrico.

La ASTM establece dos métodos D-877 (electrodos de prueba planos) y D-1816 (electrodos de prueba esféricos) para esta prueba. Consiste básicamente en someter la muestra de aceite dentro de una copa de prueba de volumen conocido y con distancia entre electrodos de prueba a distancia conocida, a una tensión

eléctrica empleando una rampa de voltaje de 3000 volts / seg. (D 877) o 500 volts / seg. (D 1816), hasta llegar al punto en que se consume la ruptura dieléctrica del líquido, la prueba se repite de 3 a 5 ocasiones y se obtiene el valor promedio.

El significado de esta prueba indica la presencia de humedad, así como de partículas sólidas contaminantes de características polares ante la presencia de un campo eléctrico de alta intensidad, semejante al producido por un transformador en servicio; siendo estos elementos los causantes de que la capacidad dieléctrica o resistencia dieléctrica del fluido se pueda ver disminuida.

Rigidez dieléctrica de los aceites			
Tipo de aceite / unidad	Tensión de ruptura dieléctrica		
	D-877	D-1816	D-1816
Distancia de los electrodos de prueba		1 mm.	2 mm.
Aceite mineral distribuido por la refinería	30 kV min.		
Aceite nuevo en equipo nuevo			
≤ 69 kV	30 kV min.	20 kV min.	40 kV min.
69 – 288 kV	30 kV min.	30 kV min.	48 kV min.
> 345 kV	30 kV min.	30 kV min.	60 kV min.
Aceite nuevo para interruptores	30 kV min.		
Límite sugerido para aceite en interruptores	25 kV min.		

Tabla 6.2
Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106-1991

6.1.3 Acidez o No. de neutralización

La acidez de una muestra de aceite, está relacionada con el deterioro del aceite. El aceite dieléctrico mineral es un hidrocarburo saturado de características no polares; sin embargo, cuando el aceite sufre degradación por oxidación, se forman ácidos oxílicos, los cuales son de naturaleza ácida. La presencia de estos

materiales, puede ser determinada cualitativamente mediante un método denominado titulación. Una cantidad de una base estandarizada es necesaria para neutralizar los ácidos presentes en la muestra de aceite y su calidad pueda ser determinada. El resultado es conocido como acidez o No. de Neutralización de la muestra, y es reportado en términos del número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar los componentes ácidos en un gramo de producto y se expresa en mg KOH/ gr.

Los detalles del procedimiento son dados en el método de la norma ASTM 924, y resumidamente consiste en agregar una cantidad predeterminada de la solución de prueba y después efectuar la comparación calorimétrica.

El significado de esta prueba indica que el aceite dieléctrico mineral es un hidrocarburo saturado eléctricamente neutro, los compuestos químicos producidos por la descomposición del aceite a causa de la oxidación y predominantemente ácidos, son polarizables ante el efecto de un campo eléctrico. Un aceite nuevo está prácticamente libre de acidez y, por lo tanto, de partículas polares; sin embargo, durante la operación la oxidación del aceite y el efecto catalítico generado por los metales, producirá la presencia de partículas sólidas polares, que de acuerdo a su tamaño y solubilidad podrán formar lodos y sales incrustantes que afectan la capacidad dieléctrica del aceite y su Factor de Disipación (Factor de Potencia), además de los efectos directos en el proceso de descomposición química de los papales aislantes del acelerar el proceso de despolimerización.

No. de neutralización para los aceites dieléctricos	
Tipo de aceite / unidad	Valores máximos de No. de neutralización en mg KOH/g
Aceite mineral nuevo distribuido por la refinería	Máx. 0.03
Aceite nuevo para unidades < 345 kV	Máx. 0.03
Límites para uso continuo	
≤ 69 kV	Máx. 0.2
69 – 288 kV	Máx. 0.2
>345 kV	Máx. 0.1
Límites del aceite para su regenerado	
Grupo II 69 – 288 kV	Máx. 0.2
Grupo III >345 kV	Máx. 0.05
Aceite nuevo para interruptores	Máx. 0.03

Tabla 6.3
Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106-1991

6.1.4 Tensión Interfacial

La tensión interfacial del aceite dieléctrico mineral está relacionada con el grado de deterioro de la muestra. Este fluido dieléctrico es un hidrocarburo saturado de características no polares, y cuando sufre determinado grado de deterioro por oxidación, se forman en algunos componentes oxigenados tales como los ácidos carboxílicos, los cuales son hidrofílicos por naturaleza. La presencia de estos compuestos en el aceite afecta sus propiedades químicas (acidez), así como las eléctricas (rigidez dieléctrica y factor de disipación), y las físicas (tensión interfacial). En esta prueba, se mide la tensión entre las superficies del aceite y el agua, la que es altamente polar. Mientras mas semejanza entre la polaridad de dos líquidos menor será el valor de la tensión interfacial entre ellos.

Mientras mayor sea la concentración de los materiales hidrofílicos en el aceite, menor será el valor de la tensión interfacial del aceite en relación al del agua.

La ASTM reconoce al método D 971 para la medición de la tensión interfacial del aceite en referencia al agua. Para este método se emplea un Tensiómetro que funciona bajo el principio de Dunoüy,. La muestra de aceite es cuidadosamente colocada sobre una cama de agua, y un anillo de platino es jalado desde la cama de agua hacia la muestra de aceite, la fuerza necesaria para que el anillo atraviese la interfase entre el agua y el aceite, es medida mediante un resorte calibrado. Estos instrumentos son de alta precisión y requieren de un fino manejo de la muestra y todos los elementos que integran el equipo de prueba. Los valores de medición son expresados en mN / m o dinas / cm.

El valor de la tensión interfacial (TIF) es inversamente proporcional al contenido de productos hidrofílicos resultantes del grado de oxidación y degradación del aceite. En virtud de que los materiales hidrofílicos, son altamente polares y no solubles en el aceite no polar, la presencia de estos productos puede resultar en la formación de lodos. Estos materiales, mientras permanezcan disueltos en el aceite, afectarán las propiedades eléctricas del fluido, reducirán la Rigidez Dieléctrica e incrementaran el Factor de Disipación. La formación de lodos y adherencia a las superficies interiores del transformador, puede llegar a afectar la transferencia de calor y la adecuada circulación interior del aceite.

Existe una relación inversa entre la TIF y el No. de Neutralización del aceite. Mientras un aceite sufre mayor degradación por efectos de la oxidación, la acidez aumentara y la TIF decrecerá. Deberá entenderse de que el descenso de la TIF no será exclusivo de un alto valor de acidez, el valor resultante de esta prueba también podrá verse afectado por la presencia de algún otro tipo de materiales sólidos en suspensión.

Tensión interfacial para aceites dieléctricos	
Tipo de aceite / unidad	Tensión interfacial mínima en dinas / cm.
Aceite mineral nuevo distribuido por la refinería	40
Aceite nuevo en transformador nuevo	35
Limites para uso continuo	
≤ 69 kV	24
69 – 288 kV	26
>345 kV	30
Limites del aceite para su regenerado	
Grupo II 69 – 288 kV	24
Grupo III >345 kV	16
Aceite nuevo para interruptores	40
Limite para uso continuo en interruptores	25

Tabla 6.4
Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106-1991

6.1.5 Gravedad Específica

Los aceites dieléctricos, durante su producción deben guardar ciertas condiciones de viscosidad, sin embargo, durante su operación y al estar dentro de un recipiente cerrado como es el tanque de un transformador, no existe forma de que sus características de viscosidad sufran alteración por combinación con alguna otra sustancia solvente que pueda afectar esta propiedad, razón por la cual no es indispensable medirla durante la vida operativa del aceite. Los efectos de la temperatura y medio ambiente, así como la presencia de agua dentro del mismo aceite, pueden alterar otra propiedad que puede resultar importante conocer, esta es la gravedad específica, la cual es la relación existente entre el Peso Específico del aceite y el del agua.

El método reconocido por la ASTM es el D 1298, que consiste en efectuar la comparación cualitativa del peso de un mismo volumen de aceite dialéctico, contra el peso del mismo volumen de agua, ambos medidos a la misma temperatura. El resultado es expresado en unidades y centésimas.

La medición de la gravedad específica, puede indicar el estado de contaminación del mismo por alguna sustancia extraña (principalmente agua), y en los casos de climas extremadamente fríos, determinar la posibilidad de encontrar formaciones de hielo flotando sobre la superficie del aceite.

6.1.6 Sedimentos

La oxidación del aceite, durante el proceso de envejecimiento, produce la formación de partículas sólidas que se encuentran disueltas en el líquido y las cuales conforme aumenta el deterioro, tienen a incrementar su tamaño y peso. Dada la baja velocidad de circulación del aceite dentro de un transformador, excepto cuando existe circulación forzada, estas partículas llegan alcanzar tal peso que produce su precipitación al fondo del tanque del transformador. También otro tipo de partículas sólidas, tales como papel, metal y demás materiales con los cuales está construido un transformador, pueden aparecer y precipitarse al fondo del tanque. Durante un proceso de toma de muestra la presión del aceite al salir del transformador a través de la válvula de muestreo, arrastra consigo parte de los materiales sólidos que se encuentran depositados al fondo del tanque. La importancia de buscar e identificar este tipo de seguimientos, puede ser un valioso auxiliar en el diagnóstico de un transformador y de la calidad del mismo aceite.

El método ASTM D 1524, al igual que el aspecto visual, consiste en pasar un haz de luz a través del aceite y determinar el tipo y tamaño de dichos sedimentos. La clasificación de los sedimentos en un aceite, además de las características del material, se clasifican de la manera siguiente: sin sedimentos o limpio; ligeros o densos.

La presencia de sedimentos en el aceite de un transformador, puede aportar información adicional en cuanto al grado de deterioro del mismo por efectos de la oxidación, así como también, ser auxiliar en la detección de una falla insipiente o falla activa dentro de un transformador, al identificar el tipo de material que lo componen tales como partículas de papel metal y cerámica.

6.1.7 Factor de Potencia

Existe una relación entre el factor de disipación, factor de potencia y permitividad o constante dieléctrica, todas estas expresiones se refieren a las pérdidas dieléctricas en los materiales aislantes cuando son expuestos a campo eléctrico alterno. La permitividad es representada como una cantidad compleja de la manera siguiente:

$$e^* = e' - je''$$

donde

e^* es la permitividad compleja,

e' es la permitividad real o medida y

e'' es la permitividad imaginaria.

Ante la presencia de un campo alterno, se crea una corriente capacitiva y una corriente resistiva, las cuales se encuentran desfasadas 90° una con respecto a la otra. La suma de los vectores de las corrientes capacitiva y resistiva, da como resultando la corriente total, donde el ángulo entre la corriente resultante y el vector de la corriente capacitiva se le denomina el ángulo de pérdidas δ . La relación entre la parte real y la parte imaginaria de la permitividad es igual a la $\tan \delta$. El factor $\tan \delta$ se define como actor de disipación D , y representa las pérdidas dieléctricas del material aislante. El factor de potencia P está definido

como el seno δ , cuando los valores de δ , son muy pequeños se considera que $\tan \delta$ es $\approx \text{Sen } \delta$, por lo tanto para valores de $\text{Tan } \delta$ hasta 0.05, el factor de potencia y factor de disipación son lo mismo con variación de una milésima.

El método reconocido por ASTM es el D 924. Las mediciones son realizadas en celdas de prueba específicamente fabricadas para tales efectos y las dimensiones precisas. La prueba se realiza a temperaturas precisas 25 °C y 100 °C, manteniéndose las celdas de prueba siempre a temperatura constante. La medición consiste en comparar la capacitancia de la celda que contiene el líquido bajo prueba a través de un circuito electrónico de gran precisión. El resultado generalmente es expresado en porcentaje (%).

El factor de pérdida dieléctrica se relaciona con la inhabilidad del fluido dieléctrico bajo prueba, a reorientar sus moléculas ante la presencia de un campo eléctrico alterno. Esta habilidad será dependiente de la temperatura de la muestra, el tamaño de las moléculas involucradas y de su polaridad. También será dependiente de la frecuencia del campo eléctrico alterno. El factor de disipación y la permitividad, son ambos afectados por el tamaño de las moléculas, su composición y la relativa orientación de los distintos grupos moleculares involucrados. En general, entre series de moléculas similares, la permitividad aumentará conforme el peso molecular aumente. Los factores descritos, son características eléctricas de los materiales aislantes, que en el caso del aceite, podrán ser utilizados para monitorear su calidad y grado de deterioro.

Porcentajes máximo de factor de potencia para aceites dieléctricos		
Tipo de aceite / unidad	Factor de potencia máximo en %	
	25 °C.	100 °C.

Aceite mineral distribuido por la refinería	0.05	0.3
Aceite nuevo en equipo nuevo		
≤ 69 kV	0.15	1.50
69 – 288 kV	0.10	1.00
> 345 kV	0.05	0.30
Aceite nuevo para interruptores	0.05	0.30
Límite sugerido para aceite en interruptores	1.00	No especificado

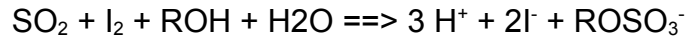
Tabla 6.5
Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106-1991

6.1.8 Contenido de Humedad

El contenido de agua dentro del líquido aislante de cualquier aparato eléctrico de alta tensión, puede afectar adversamente las propiedades físicas, químicas y eléctricas del fluido. El agua y el aceite no son solubles entre sí, debido a su diferencia tan grande en polaridad. El aceite mineral es no polar mientras que el agua es polar, sin embargo a cierto límite en pequeñas cantidades, el agua podrá disolverse en el aceite, este límite es en función de la temperatura del sistema y que la solubilidad del agua crece exponencialmente con la temperatura. Algunos valores típicos para solubilidad del agua en el aceite son 52, 82, 132 y 206 ppm (parte por millón) a 20 °C, 30 °C 40 °C y 50 °C respectivamente. Cuando la cantidad de agua presente en el aceite, excede el límite de solubilidad, ocurre la separación de capas. Desde que la densidad del agua es mayor que la del aceite, el agua se separará del aceite en el fondo del tanque del transformador y aparecerá como agua libre. El aceite encima del agua libre, estará saturado con agua disuelta, conforme el aceite se oxida en servicio y más productos polares de la oxidación aparecen en el aceite, permitirán una mayor disolución del agua en éste.

Los detalles del procedimiento completo para la determinación del contenido de agua en un fluido aislante por el método de Karl Fischer, son parte del estándar

ASTM D-1533. El método Karl Fischer está basado en la oxidación del dióxido de azufre por yodo, tal como se muestra en la ecuación que sigue:



Esta ecuación, establece que una molécula de yodo requiere de una molécula de agua para oxidar una molécula de dióxido de azufre. El método más común de lograr esta reacción, es la de generar el yodo necesario para la reacción electroquímica y monitorear la reacción por medio de los potenciales producidos. Aún cuando el proceso puede ser realizado automáticamente en una celda electroquímica, la cantidad de corriente eléctrica necesaria para generar el yodo es medida y relacionada al volumen de agua utilizada en la mezcla de la reacción.

El contenido de agua en un fluido aislante dieléctrico afectará directamente las características físicas, eléctricas y químicas del fluido. Existe una relación inversa entre el contenido de agua y su rigidez dieléctrica. Igualmente tendrá la misma relación en cuanto a la tensión interfacial (TIF) del aceite. Mientras mayor es el contenido de agua en el aceite, mayor será su capacidad de reacción con metales tales como el acero. En los cuales producirá oxidación, ocurriendo cuando se rebasen los límites de solubilidad y se encuentre agua libre en el fondo del tanque. Por otra parte, el exceso de agua disuelta en el aceite, producirá la alteración de las características mecánicas y eléctricas de los materiales celulósicos, los cuales tenderán a ver sus propiedades disminuidas en forma importante.

6.2 Descripción de las pruebas de cromatografía de gases

6.2.1 Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico

Los materiales aislantes dentro de un transformador y los gases liberados dentro de la unidad durante la ocurrencia de falla, tienen gran relación. La distribución de estos gases se puede vincular con el tipo de falta eléctrica ocurrida y la cantidad de gas con la severidad de esta falla. La identificación de los gases generados dentro de una unidad nos pueden proporcionar información de gran valor para cualquier programa de mantenimiento predictivo y preventivo. Esta técnica está siendo utilizada en forma generalizada por todo el mundo.

Ventajas clave que un análisis de gases disueltos puede proporcionar.

1. Aviso anticipado y oportuno sobre una falla incipiente
2. Determinación del uso inadecuado del transformador
3. Evaluación del estado de unidades nuevas o recién reparadas
4. Plantación adecuada de mantenimientos y reparaciones
5. Monitoreo de unidades bajo estado de sobrecarga

6.2.2 Gases de Falla

Las causas que originan gases de falla, pueden ser catalogadas en tres secciones: efecto corona o descargas parciales, pirólisis o calentamiento, y arqueo. Estas tres categorías difieren en la intensidad de la energía que es disipada por unidad de tiempo, por unidad de volumen, por falla ocurrida. Las mayores intensidades de energía disipada ocurren durante la formación de un arco eléctrico, seguidas de la energía disipada por calentamiento, efecto corona y descargas parciales.

Una lista parcial de los gases que encontramos dentro de un transformador son los que se muestran en la tabla 6.6.

Hidrocarburos e Hidrógeno.	
Nombre	Nomenclatura
Metano	CH ₄

Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂
Hidrógeno	H ₂
Óxidos de carbón	
Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO ₂
Gases no producidos por falla	
Nitrógeno	N ₂
Oxígeno	O ₂

Tabla 6.6
Según JJ Nelly, S.D. Myers, R.H. Parrish, 1991
A guide to transformers maintenance

Estos gases se acumularán en el aceite, así como en la cámara de expansión de gases superior del transformador y serán el resultado de una o varias fallas. Su distribución será afectada por la composición de los materiales aislantes hayan estado involucrados, así como por la naturaleza de una falla. Los gases de mayor o menor participación de una falla pueden ser catalogados de acuerdo al material involucrado y el tipo de falla de la forma siguiente:

Gases catalogados de acuerdo al material involucrado y el tipo de falla	
1. CORONA	
a. Aceite	H ₂
b. Celulosa	H ₂ , CO, CO ₂
2. PIRÓLISIS	
a. Aceite	
Baja temperatura	CH ₄ , C ₂ H ₆
Alta temperatura	C ₂ H ₄ , H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆)
b. Celulosa	
Baja Temperatura	CO ₂ (CO)
Alta temperatura	CO (CO ₂)
3. ARQUEO	
	H ₂ , C ₂ H ₂ , (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄)

Tabla 6.7
Según JJ Nelly, S.D. Myers, R.H. Parrish, 1991
A guide to transformers maintenance

Los aceites aislantes de origen mineral están compuestos esencialmente de hidrocarburos saturados llamados parafinas, cuya fórmula molecular genérica es C_nH_{2n+2} donde n es un número entero en el rango de 20 o 40. Los materiales aislantes de origen celulósico son polímeros, cuya fórmula molecular genérica es expresada $[C_{12}H_{14}O_4(OH)_{6n}]$ con n en el rango de 300 a 750.

La solubilidad de los gases de falla, así como su dependencia de la temperatura, son factores importantes que deben ser tomados en consideración en todo análisis de gases. La tabla 6.8, lista la solubilidad por saturación de los gases de falla. Deberá notarse las diferencias en magnitudes de solubilidad entre el Hidrógeno (menos soluble) y el Acetileno (más soluble).

Solubilidad de los gases en el aceite aislante en % por volumen	
Hidrogeno	7 %
Nitrógeno	8.6 %
Monóxido de Carbono	9 %
Oxígeno	16 %
Metano	30 %
Dióxido de Carbono	120 %
Etano	280 %
Etileno	280 %
Acetileno	400 %

Tabla 6.8
Según JJ Nelly, S.D. Myers, R.H. Parrish, 1991
A guide to transformers maintenance

El equilibrio estático es a 760 mm Hg y 25°C.

La mayoría de los gases que son indicativos de fallas, son los más solubles en el aceite. Cuando se realice el seguimiento de la tendencia de los gases, será importante tomar en cuenta la solubilidad de los gases en función de la temperatura. A temperaturas entre 0 °C a 80°C, algunos gases incrementan su solubilidad hasta un 79% mientras otros decrecen su solubilidad hasta en 66%.

6.2.3 Métodos para la detección de Gases

El análisis de Gases Disueltos (DGA) es el método actual más confiable y popular para la detección de posibles fallas incipientes en transformadores. Permite la extracción de muestras en campo utilizando jeringas herméticas, con las cuales las muestras serán trasladadas al laboratorio y donde empleando operaciones precisas con el Cromatógrafo de Gases, se obtendrán los resultados exactos de los gases presentes y, por lo tanto, una oportuna información en el caso de la existencia de fallas en formación, que mediante una interpretación especializada, se podrá definir sus probables causas y posibles soluciones.

6.2.4 Métodos de Interpretación

El aspecto más importante del análisis de los gases de falla, es el obtener la información generada y realizar el diagnóstico correcto. Uno de los primeros métodos empleados es el de las Relaciones de Dömenburg, en este método, dos relaciones de gases son graficadas en un cuadro de coordenadas. El área del cuadro de coordenadas donde quede graficada la relación obtenida, indicará el tipo de falla que se está presentando. La Oficina Central de Generación Eléctrica (Central Electric Generating Board (CEGB) de la Gran Bretaña, ha venido utilizando un método desarrollado por Rogers. La International Electrotechnical Commission (IEC) propone un método en el cual las magnitudes de tres relaciones de gases son usadas para códigos de 3 dígitos tal como se muestra en la Tabla

6.9. El numero de código que es generado puede ser relacionado con una interpretación de diagnostico mostrada en la Tabla 6.10. La Tabla 6.11 muestra las guías de diagnostico desarrolladas por la Universidad Estatal de California en Sacramento, con la cooperación de la Pacific Gas & Electric Co., que indican los niveles normales y anormales de los gases individuales.

Cociente de los valores de los gases disueltos con los rangos para determinar sus códigos			
Acetileno / etileno	Metano / hidrógeno	Etileno / etano	Rangos
0	1	0	Menor que 0.1
1	0	0	0.1 a 1
1	2	1	Mayor que 1 a 3
2	2	2	Mayor que 3

Tabla 6.9

Relaciones y rangos de valores utilizados en el método de Rogers Tabla de diagnósticos según los códigos generados			
Códigos			Diagnóstico de falla
0	0	0	No existe falla
0	1	0	Descargas parciales de poca densidad de energía
1	1	0	Descargas parciales de alta densidad de energía
≤2	0	≤2	Descargas de pequeña energía
1	0	2	Descargas de gran energía
0	0	1	Defecto térmico de baja temperatura (<150 °C)
0	2	0	Defecto térmico de baja temperatura (150 °C a 300 °C)
0	2	1	Defecto térmico de temperatura media (301 °C a 700°C)
0	2	2	Defecto térmico de temperatura alta (>700 °C)

Tabla 6.10

Diagnóstico según el método de Rogers

Guía para la interpretación de los resultados en los gases disueltos			
Gas	Normal (<)	Anormal (>)	Interpretación
Hidrogeno	150 ppm	1000 ppm	Corona, Arqueo
Metano	25 ppm	80 ppm	Arqueo
Etano	10 ppm	35 ppm	Punto caliente
Etileno	20 ppm	150 ppm	Sobrecalentamiento severo

Acetileno	15 ppm	70 ppm	Arqueo
Monóxido de Carbono	500 ppm	1000 ppm	Sobrecalentamiento severo
Dióxido de Carbono	10,000 ppm	15,000 ppm	Sobrecalentamiento severo
Nitrógeno	1 a 10 %	1 a 10 %	
Oxígeno	0.2 a 3.5 %	0.2 a 3.5 %	
Total de gases combustibles	0.03 %	0.5 %	

Tabla 6.11
Guías para el diagnóstico según la Universidad Estatal de California en Sacramento

6.2.5 Filosofías para realización de pruebas.

Dependiendo de sus necesidades, cada usuario puede utilizar los diversos métodos de análisis de gases, así como los métodos de diagnóstico.

Se recomienda el uso de una rutina de análisis de gases en el aceite, dependiendo de los valores obtenidos en cada muestreo, en función del por ciento del Total de Gases Combustibles (TGC) detectados entre volumen total de gases analizados.

Rutina de análisis de gases disueltos en función del por ciento del total de gases combustibles (TGC)	
Rango de TGC en %	Frecuencia de muestreo y acciones a seguir
0 – 0.1%	Se considera muy bajo, no más acciones a seguir.
1 – 2%	Se considera bajo, monitorear cada mes
3 – 5%	Se considera moderado, efectuar DGA, desgasificar, purgar con nitrógeno, y monitorear cada 2 semanas.
TGC > 5%	Se considera alto, efectuar DGA, desgasificar, purgar con nitrógeno, monitoreo diario. Si se mantiene es incremento constante, retirar de servicio y corregir la falla.

Tabla 6.12
Frecuencia de muestreo y acciones a seguir según la Westinghouse

La Oficina Central de Generación Eléctrica (Central Electric Generating Board (CEGB), tiene un riguroso programa para probar todas sus unidades empleando exclusivamente la técnica de DGA, para lo cual tiene la siguiente frecuencia de muestreo:

- a) Todas las unidades nuevas, antes y después de las pruebas en fabrica.
- b) Todas las unidades nuevas de 400 y 250 KV, para transmisión durante su puesta en servicio, cada 3 meses durante el primer año de servicio y anual posteriormente.
- c) Todas las unidades de generación de 300 MVA, mensualmente.
- d) Cuando se obtengan resultados anormales en los monitoreos periódicos. Los intervalos de tiempo para pruebas, dependerán de las características de los diagnósticos obtenidos.

La Pacific Gas & Electric Company al igual que muchos otros usuarios, están convencidos de que el empleo de la técnica del DGA; como rutina para el mantenimiento predictivo de sus unidades, muestra una importante ventaja en la detección de fallas, por lo que han establecido la rutina de muestro 2 veces al año, las tendencias en el comportamiento de los gases son seguidas con detalle, observándose las posibles desviaciones que puedan aparecer y que en cada caso particular puedan significar la presencia de alguna falla incipiente.

6.2. 6 Limitaciones y Consideraciones

Para la correcta evaluación del comportamiento de un transformador, es muy importante tomar en consideración que las condiciones dentro de estos no son homogéneas, además de que los sistemas de operación, difícilmente se encuentran en equilibrio. Gradientes de temperatura y presión, así como diferentes condiciones de carga y estabilidad del sistema crean una complejidad general,

asimismo características de diseño y manufactura de cada transformador, aportara variaciones generales a los resultados obtenidos de este tipo de pruebas, por lo tanto, no se debe esperar que condiciones en un transformador se obtengan en otro transformador.

En unidades que han sido analizadas bajo condiciones de falla activa, donde existe una gran generación de gases combustibles, en muestreos repetidos a un mismo transformador, se han encontrado diferencias muy notables en los resultados, los cuales pueden estar siendo afectados por la poca homogeneidad de la estabilidad del sistema, razón por lo que resulta conveniente analizar las tendencias del comportamiento.

El régimen de incremento de generación de gases combustibles en condición de falla, de una unidad podría ser indicativo de la severidad de la falla, sin embargo, la concentración de los gases combustibles detectados después de una falla severa en dos unidades con diferente volumen de aceite, diferirá en función del volumen de cada unidad.

Para poder medir el régimen de incremento de gases combustibles disueltos en el aceite de un transformador, es necesario obtener diferentes muestras en diversos intervalos de tiempo. El envejecimiento normal de un sistema de aislamiento tendrá como característica un lento crecimiento de la concentración de gases. Una acumulación moderada de gases podrá significar la presencia de una falla incipiente, un rápido incremento de estos gases, podrá ser la señal de una falla activa en el transformador.

No es el objetivo de este documento, el establecer qué método de diagnóstico es el más adecuado para la evaluación de la operación de un transformador en servicio. Todos los métodos aquí tratados (y algunos más que no se mencionan) son producto de la experiencia y del análisis científico, por lo que

deberán ser considerados. Sin embargo, ninguno de ellos por sí solo deberá ser considerado como el más efectivo. La combinación de los criterios de cada método, así como el criterio y la experiencia de quien efectúe el diagnóstico, será la herramienta más efectiva para la prevención o detección oportuna de fallas en unidades en servicio.

Es importante tener en cuenta que esta técnica es una arma de gran valor para el diagnóstico de transformadores en línea, pero por sí sola, no es contundente, es recomendable, cuando las condiciones así lo requieran, el emplear ayudas tales como análisis de metales (detección de Cu, Fe y Al), y pruebas eléctricas a los aislamientos, como medida de la obtención de un diagnóstico final más completo que pueda determinar las acciones a seguir para la corrección de alguna falla detectada. Así también, el empleo de pruebas aún más depuradas como el análisis de Furanos, que permiten la evaluación mas completa del proceso de deterioro del sistema de aislamiento (celulosa), pero que requiere de un estricto y preciso seguimiento de las condiciones de operación de las unidades bajo seguimiento, podrá ser un importante complemento en el estudio del comportamiento de los transformadores.

6.2.7 Conclusiones:

La tecnología del DGA existe, y es una valiosa herramienta de trabajo para quien es responsable de garantizar el suministro de la energía eléctrica. Como se trató en los párrafos anteriores, existen diversos métodos de análisis y criterios para emplear esta técnica para el diagnóstico de las condiciones de operación de un transformador, sin embargo, es de suma importancia que, quien realice dicho diagnóstico, tenga en cuenta el soporte de otras fuentes de información en cuanto al equipo bajo análisis, como pueden ser los análisis físicos y químicos del aceite, las condiciones de temperatura del equipo en el momento de la obtención de la

muestra, así como un conocimiento amplio en los principios de funcionamiento de los transformadores, su construcción y en general del funcionamiento de los sistemas eléctricos en los cuales operan. La experiencia del analista en todos estos factores, será de vital importancia para un confiable diagnóstico.

6.3 Descripción de las pruebas eléctricas a un transformador

6.3.1 Prueba de relación de transformadores

El objetivo de esta prueba es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del cambiador de derivaciones, llamado tap de un transformador, están dentro de la tolerancia de medición. Existen 3 métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación:

- a) El método del voltímetro
- b) El método de comparación
- c) El método del puente.

El método del puente para conocer la relación es el método más preciso de los 3 y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo. La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o % de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de estos transformadores se deberá determinar para todos los tap

´s y para todo el devanado. Tomando un criterio de evaluación, la tolerancia para la relación de transformación medida cuando el transformador está sin carga debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones.

6.3.2 Prueba de resistencia de aislamiento

El objetivo de esta prueba es verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la adecuada conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no exista defectos en el mismo. Los instrumentos de medición que se emplean en esta prueba dependen del grado de exactitud de la lectura de la resistencia de aislamiento que se quiera conocer. La norma de referencia utilizada en esta prueba es: IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers".

El método de prueba de la resistencia de aislamiento de un transformador es el de medición directa con el instrumento de medición llamado Megger.

El significado de la resistencia de aislamiento requiere de cierta interpretación y depende del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los puntos clave siguientes:

- a) La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20° C.
- b) Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- c) Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.

- d) Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.
- e) Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- f) Deben seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición.

Para realizar la prueba de medición se puede utilizar el Megger analógico, en el cual se debe seleccionar el voltaje de prueba de acuerdo a la tabla 6.12 que son las recomendaciones del fabricante ya que no se cuenta con normas publicadas que contengan una especificación más detallada:

Distintos voltajes de selección del megger en función del voltaje nominal del equipo a medir	
Voltaje nominal de referencia (V)	Voltaje de prueba (V) del megger
< 115	250
115	250 o 500
230	500
460	500 o 1000

Tabla 6.12
Los valores son proporcionados por el fabricante del equipo

Como una regla general, el voltaje de prueba debe ser aplicado hasta que se registre una lectura que no cambie en un margen de 15 segundos o la lectura final que observa en el transcurso de 60 segundos. En circuitos capacitivos se deberá ejercer la tensión de prueba por un minuto o más si es necesario completar la carga de la muestra. La norma IEEE 43-1974 marca que es imposible de especificar el valor de la resistencia de aislamiento que debe ser medida para la cual un devanado fallará eléctricamente, pero en motores las lecturas mínimas figuran en 2 Megaohm (MΩ) para tensiones nominales de hasta 460 Voltios.

La figura 6-1 muestra el diagrama elemental de conexiones del Megger analógico, donde el devanado bajo prueba puede ser cualquiera de los ya mencionados. Una vez terminadas las conexiones se debe girar la palanca a una velocidad tal que la aguja del instrumento se estabilice y se encienda el led de color verde y tomar la lectura. Si el led de color rojo se enciende significa que el valor medido se deberá multiplicar por 10.

El voltaje aplicado para la medición de la resistencia de aislamiento a tierra deberá ser incrementado en un tiempo no mayor a 15 segundos y después de ser retenido en su valor de prueba durante un minuto y se deberá reducir gradualmente en no más de 5 segundos a un valor de un cuarto o menos del valor máximo que se haya registrado.

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado, por ejemplo:

- a) Alta tensión versus Baja tensión
- b) Alta tensión versus Tierra
- c) Baja tensión versus Tierra
- d) Neutro versus Tierra (En el caso de que el neutro no esté conectado directamente a tierra)

Esta prueba se realiza con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, y en el caso de que no sea suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento, se recomienda la prueba de índice de polarización y prueba de índice de absorción. La prueba debe ser interrumpida de inmediato si la lectura de la corriente comienza a incrementarse sin estabilizarse.

Podrían presentarse descargas parciales durante las pruebas de resistencia de aislamiento que puedan causar al transformador bajo prueba y también arrojar resultados erróneos en los valores de las lecturas de medición, para este caso se deberá hacer una pausa y continuar posteriormente con la prueba.

Después de que la prueba haya sido completada se deberán aterrizar por un periodo suficiente para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada.

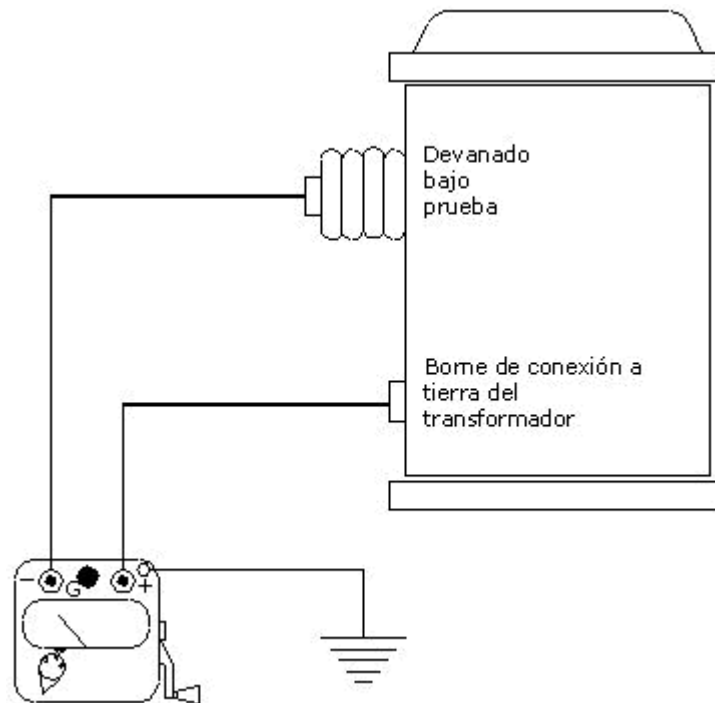


Figura 6.1
Conexiones del Megger analógico para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador.

No hay una buena cifra para determinar si una lectura de una resistencia de aislamiento es buena o mala, pero una buena guía es la de considerar 1 Megaohm ($M\Omega$) por cada 1000 Voltios de prueba aplicados como una cifra mínima. Esto es aplicable a motores y transformadores.

6.3.3 Prueba de factor de potencia a los aislamientos.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en porcentaje que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en si, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos. La nomenclatura para las corrientes y voltaje es la siguiente:

I_r es corriente de pérdidas

I_c es corriente de carga

I es corriente resultante de la suma de I_c mas I_r

V es el Voltaje aplicado

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga capacitiva, siempre los atravesará una corriente (I_r) que está en fase con el voltaje aplicado (V), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas.

Para aislamientos con bajo Factor de Potencia, (I_c) e (I) son substancialmente de la misma magnitud y la corriente de pérdidas (I_r) muy pequeña, en estas condiciones el ángulo δ es muy pequeño y el Factor de Potencia estará dado entonces por:

$$FP = \cos \delta$$

entonces prácticamente $FP = \cos \delta$

De lo anterior se desprende que el Factor de Potencia siempre será la relación de los Watts de pérdidas (I_r), entre la carga en Volts - Amperes del dieléctrico bajo prueba (I).

El método de medida del equipo de prueba, se fundamenta, en un circuito puente de resistencias y Capacitores.

Con el conocimiento de los valores de la corriente de carga, el voltaje de prueba y la frecuencia, la capacitancia del aislamiento puede ser determinada de la siguiente manera.

$$C = (I \text{ Sen } f / V) = I / V$$

La capacitancia de aislamientos secos no es afectada apreciablemente por la temperatura; sin embargo, en los casos de aislamientos húmedos o contaminados, ésta tiende a incrementarse con la temperatura.

Tomando en consideración que la reactancia de los aislamientos es predominantemente capacitiva y las pérdidas eléctricas reducidas, la magnitud de la corriente de carga puede calcularse por:

$$I = V / wC \text{ o } V A = V^2 / wC$$

donde

I = Magnitud de la corriente de carga

V = Potencial aplicado

W = Frecuencia angular (2pf)

C = Capacitancia

De las fórmulas anteriores puede determinarse la máxima capacitancia que un equipo de prueba puede aceptar para obtener mediciones confiables.

Por ejemplo: La máxima capacitancia que un equipo de prueba para 10 KV., puede medir por 15 minutos de prueba, sería:

$$C = I / wV = (0.200 \times 10^{12}) / (377 \times 10^4) = 53,000 \text{ picofaradios}$$

Y en forma continua:

$$C = I / wV = (0.100 \times 10^{12}) / (377 \times 10^4) = 26,500 \text{ picofaradios.}$$

Las boquillas para Transformadores, Interruptores y otros, tienen capacitancias menores que los valores calculados anteriormente.

Los cables de potencia de gran longitud pueden tener una capacitancia que excedan a los 26,500 picofaradios del medidor, se recomienda hacer el cálculo previo del valor de la capacitancia del cable de que se trate, para poder efectuar la prueba de factor potencia.

En equipos con capacitancias mayores que los valores límites calculados para el medidor de 10 KV, deben ser probados a voltajes menores.

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor de factor de potencia de los aislamientos de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética.

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes y el resultado se multiplica por 100. Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores básicos de Factor de Potencia de materiales aislantes.

El principio fundamental de las pruebas es la detección de algunos cambios de la característica del aislamiento producidos por envejecimiento y contaminación del mismo, como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona.

6.3.4 Prueba de resistencia Óhmica

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia y otros; ésta prueba detecta esos puntos.

En general, ésta se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión deslizables, tales circuitos se encuentran en interruptores, restauradores, dedos de contacto de reguladores o de cambiadores de derivaciones y cuchillas seccionadoras.

La prueba de resistencia Óhmica de devanados, tiene la finalidad de verificar la Resistencia Óhmica de los devanados y con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en corto circuito al compararse con los datos anteriores en caso de no tenerlos considerarlos como iniciales.

Como recomendación, para el análisis de los resultados del conjunto de pruebas, se debe integrar el expediente de cada equipo de transformación bajo prueba, para vigilar su tendencia durante su vida en operación, haciendo uso de los formatos establecidos.

6.3.5 Prueba de rigidez dieléctrica al aceite

El objetivo de esta prueba es comprobar que el aceite usado como líquido aislante de un transformador cumpla con las especificaciones eléctricas necesarias para ser usado, y prevenir la contaminación con humedad del aceite e impurezas. El instrumento de medición a emplear para este tipo de prueba es el probador digital de rigidez dieléctrica o probador de la copa marca HIPOTRONICS completamente automático y provisto con un rango máximo de salida de 0 - 60 kV entre 2 boquillas y de 30 kV entre boquilla y tierra con un rango de medición de 3.5 dígitos en la escala de kV con una proporción de aumento de tensión aplicada de 500, 2000 o 3000 Voltios por segundo (Vps).

El método de prueba es directo a la muestra con equipo de medición, bajo la norma ASTM-D 877.

El aceite de un transformador cumple con 2 funciones elementales como lo son el enfriado y aislamiento de los devanados eléctricos para mejor su eficiencia y correcto funcionamiento. Como el aislante estará sometido a grandes tensiones de operación es necesario que cumpla con una prueba de tensión disruptiva mínima que se pudiera presentar y de este modo prevenir percances que pudieran ser más costosos.

El panel de control del probador de rigidez dieléctrica se muestra en la figura 6.2.

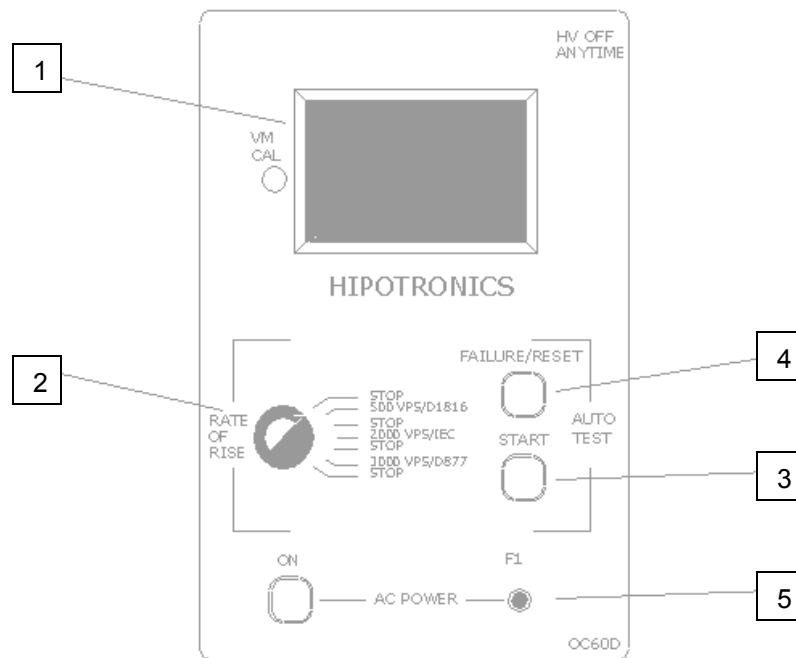


Figura 6.2
Parte frontal de un medidor de rigidez dieléctrica
marca HIPOTRONICS

Consta de un voltímetro (1) certificado con una exactitud del 2% y memoria característica que hace que el indicador retenga en la pantalla el voltaje al cual ocurrió la ruptura hasta que sea manualmente reseteado.

El selector de proporción de aumento de tensión aplicada (2), regula el voltaje de salida y tiene 3 rangos de incrementos: 500, 2000 y 3000 Voltios por segundo y posiciones de *stop* arriba y debajo de cada rango que detiene el voltaje de prueba aplicado hasta ese momento en el valor que se esté obteniendo, y reanuda la aplicación de voltaje, girando la perilla al rango original de prueba inicial.

El botón pulsador *start* (3) se utiliza para activar el voltaje de prueba dependiendo del rango de incremento de tensión. Una vez que se presiona el botón *start* el voltaje de prueba se aplica hasta la ruptura y se enciende el indicador rojo de *failure* (falla) o hasta que el interruptor de candado *HV off anytime* es liberado para abrir la cubierta de vidrio. La prueba puede ser también finalizada presionando el botón pulsador *reset*.

El Indicador de falla (4) se enciende instantáneamente cuando se produce una ruptura en el aislante y el voltaje de salida es automáticamente desactivado. El botón de pulso *reset* (4) se usa para desenergizar el indicador de falla *failure* reajustar la lectura del Voltímetro a cero y permitir la reanudación de la prueba

La sección de controles de energía de corriente alterna (5) contiene un interruptor tipo *toggle* una lámpara piloto que indica cuando el equipo está energizado y un fusible limitador de corriente que protege a la unidad y puede ser removido para su reemplazo. La temperatura del aceite bajo prueba debe estar entre 20 y 30 grados centígrados. Enjuagar los electrodos de prueba completamente con un solvente de hidrocarburo seco como keroseno.

Para la operación del equipo se deben seguir las siguientes instrucciones paso a paso:

- a) Asegurar la conformidad con las normas ASTM D 877 o D 1816 que, específicamente, sirven para verificar y ajustar el espacio entre los electrodos en la celda de prueba usando un apropiado calibrador
- b) Llenar la copa de prueba con suficiente cantidad de líquido aislante para cubrir los electrodos y cumplir con el nivel mínimo especificado en las normas ASTM
- c) Agitar el líquido aislante con pequeños golpes en la copa de pruebas (La agitación rápida puede causar un exceso de burbujas en el líquido)
- d) Colocar la copa de prueba llena entre los electrodos dentro de la celda de prueba y cerrar la tapa de cristal de seguridad
- e) Antes de iniciar la prueba, dejar reposar a la muestra por 3 minutos o más para permitir el escape de cualquier burbuja que se haya acumulado
- f) Energizar el equipo, oprima el botón de AC POWER a la posición ON
- g) Si se enciende el indicador de falla *failure*, presione el botón "reset" hasta que la lectura del Voltímetro sea cero
- h) Ajuste la posición de la proporción de aumento del voltaje de prueba *rate of raise* a la posición apropiada
- i) Presione el botón *start* para iniciar a incrementar el voltaje de salida. El voltaje se incrementa automáticamente hasta que la ruptura ocurre y el indicador de falla *failure* se enciende y el voltaje decae a cero
- j) La pantalla del voltímetro continuará desplegando el voltaje de ruptura hasta que el botón "reset" sea presionado y la lectura regresará a cero
- k) Repetir el proceso 2 veces más para la misma muestra, para encontrar un promedio de las tres lecturas obtenidas.

Para un probador de rigidez dieléctrica de electrodos planos con una separación de 2.54 mm, el promedio de 5 muestras de aceite deberá soportar favorablemente una tensión de 30 kV como mínimo para que sea considerado

como bueno para su uso. Además la relación de la desviación estándar de las 5 lecturas entre la media debe ser menor a 0.1 para considerar la prueba como satisfactoria, de lo contrario se deberán repetir las pruebas para otras 5 muestras. Para un probador de rigidez dieléctrica de electrodos semiesféricos con separación de 1.02 mm, una muestra de aceite debe soportar una tensión de 20 kV como mínimo para que sea considerado como bueno para su uso.

El reporte de presentación de resultados de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite contiene la información de la lectura de las 5 muestras, el promedio, la desviación estándar y la relación de la desviación estándar entre la media. Deberá contener todas las lecturas que fueran necesarias para obtener resultados satisfactorios o de lo contrario, se deberá realizar el cambio de aceite del transformador.

7. Mantenimiento a realizar a los transformadores

7.1 Mantenimiento exterior de un transformador

El transformador es el equipo eléctrico con el cual el usuario comete mayores abusos, lo trabajan a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y si se le dedica un período de mantenimiento, éste por lo general es pobre. Se debe tener la certeza que el equipo auxiliar de protección y medición funcione correctamente, por lo que se debe reapretarse los tornillos, los aisladores o bushings deben estar limpios y al menor signo de deterioro, deben reponerse. El tanque debe estar limpio, sus juntas no deben presentar signos de envejecimiento y se debe corregir de inmediato cualquier fuga. Sobre este particular, conviene hacer notar que en el caso de fuga y debido a que en el interior del tanque se tienda hacia una presión negativa, la humedad y el aire serán atraídos al interior del transformador. Se debe revisar que no existen rastros de carbón en el interior del tanque y que tampoco presente señales de abombamiento, si notamos rastros

de carbón, o señales de abombamiento debemos desconectar el transformador y tratar de determinar las causas que lo hayan generado.

Del análisis de fallas en transformadores, podemos determinar que, salvo en el caso de sobre tensiones ocasionados por rayos, las demás fallas se pueden prever con un buen mantenimiento de nuestro transformador y si la falla está en proceso, un buen registro de mantenimiento y estudio del mismo podrá detectarla a tiempo.

Lo eficiente del servicio dependerá de la periodicidad del mismo. Si bien es reconocido que un mantenimiento preventivo realizado en plazo de cada año, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que éste será mejor si disminuimos el tiempo transcurrido entre cada uno de uno de los mantenimientos y dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados. En nuestra operación de mantenimiento, debemos verificar lo siguiente:

- a) Revisar termómetro.
- b) Verificar nivel del aceite.
- c) Limpiar tanque y bushings.
- d) Verificar que no hay fugas.
- e) Verificar que las juntas sellan bien y estén en buen estado.
- f) Aprieta general de tornillería y conexiones:
- g) Verificar que no hay trazos de carbón, ni desprendimiento de gases o humos.
- h) Transformadores de corriente
- i) Parte exterior de los radiadores
- j) Ventiladores
- k) Tomar una muestra adecuada de aceite para verificar sus características.

Por supuesto que nuestra labor de mantenimiento preventivo basada en una periodicidad adecuada y del análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que

nuestro transformador obtenga su vida útil y a prevenir fallas en éste. Esto último es muy importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce, al menos, en una paralización parcial de operaciones y, por lo tanto, en pérdidas de producción.

En vista de que los transformadores son los eslabones vitales para la operación de las grandes empresas industriales y comerciales, es necesario que para su funcionamiento continuo, se elabore un programa regular de inspecciones, pruebas y mantenimientos de rutina.

7.2 Mantenimiento interior de un transformador

Para realizar un mantenimiento interior a un transformador, se requiere destapar la cuba del mismo, lo que obliga a aprovechar para mantenimientos y reparaciones a los elementos internos, tales como:

- a) Cambiador de derivaciones, bajo carga y sin carga (desenergizado)
- b) Transformadores de corriente (núcleo y bobinas; boquillas y guías)
- c) Tanque principal
- d) Tanque conservador
- e) Indicador de temperatura de devanado
- f) Termómetro de aceite
- g) Indicador de temperatura del punto más caliente (Hot - Spot)
- h) Indicador de temperatura de devanado
- i) Medidor de relación sobrecarga temperatura o relé de imagen térmica
- j) Relé Buchholz
- k) Relé de sobrepresión
- l) Relé de presión súbita
- m) Dispositivos y / o equipos de preservación de aceite
- n) Radiadores
- o) Bombas de recirculación de aceite

- p) Indicadores de flujo
- q) Válvulas
- r) Purgas de aire (Boquillas, tanques y radiadores)
- s) Cambiador de derivaciones (TAP,s)

Bajo Carga se debe revisar lo siguiente:

- a) Revisar mecanismos de mando comprobando su sincronismo
- b) Revisar el diagrama de alambrado de control
- c) Inspección, limpieza y cambio de aceite

Sin Carga (desenergizado) se debe revisar lo siguiente:

- a) Revisar mecanismos de mando sobre todo cuando se trata de operación en grupo
- b) Revisión de contactos y articulaciones internas

7.3 Proceso de filtrado y desgasificado al alto vacío de transformadores en aceite

Como ya se mencionó, el transformador es el equipo eléctrico con el cual el usuario comete mayores abusos, lo trabajan a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y si se le dedica un período de mantenimiento, éste por lo general es pobre. Por supuesto que estos abusos se comenten a título de que el transformador es un aparato estático y que construido correctamente, sus posibilidades de fallas son mínimas. Sin embargo, tales abusos se reflejan en una disminución considerable de la vida útil del aparato. Entrando en materia, la humedad presente en el aceite, se puede originar por el aire que inhala el transformador durante su proceso de trabajo, por fallas en sus juntas y fugas en general. El contenido de agua en el aceite, se define en partes por millón (ppm). Se dice que un aceite está en equilibrio, cuando su contenido de humedad es igual a 40 ppm. Bajo esta condición, ni el aceite cede su humedad a los aislamientos, ni

éstos la ceden al aceite. Al romperse la condición de equilibrio, es decir, aumentarse el valor de contenido de humedad en el aceite, se obtienen los resultados siguientes:

- a) El aceite cede su humedad a los aislamientos, lo cual da por resultado que se incremente su valor de factor de potencia y sus pérdidas, lo que se traduce en envejecimiento y destrucción.
- b) El incremento de humedad de aceite, da por resultado una disminución en su valor de voltaje de ruptura o rigidez dieléctrica. Con valores de contenido de agua de 60 ppm, el valor de rigidez dieléctrica se disminuye en un 13%.

El aceite se satura, cuando su contenido de humedad es de 100 ppm. Bajo esta situación, cualquier adición en humedad será absorbida por los materiales fibrosos del transformador, como son: cartones, papeles aislantes y maderas. Si al realizar las pruebas físicas, químicas y cromatografía de gases al aceite, estas arrojan valores desfavorables, entonces se procederá a realizar el filtrado y desgasificado al alto vacío del mismo. El objetivo del filtrado y desgasificado es mantener al aceite aislante del transformador en condiciones adecuadas de acuerdo a las especificaciones establecidas.

El proceso del filtrado desgasificado se hace a todo tipo de transformadores que contengan aceite aislante ya sea parafínico o nafténico, es decir, transformadores de pequeña, mediana y alta capacidad que podrán ser cualquier marca y de cualquier tensión conteniendo los procesos siguientes:

- a) Calentamiento al aceite: se elimina la humedad contenida, así mismo provocando su dilatación.
- b) Purificación mecánica: se realiza a base de fuerza centrífuga, en este se efectuará la separación de sólido-líquido (partículas de suspensión sedimentos etc.) y la más importante líquido-líquido.

- c) Proceso de filtración: Se realiza a base de cartuchos de asbesto de celulosa en este se eliminan y / o se retienen partículas mayores de 5 micras (separación líquido-sólido).
- d) Proceso de alto vacío: con capacidad de 575 mm de Hg en éste se almacenan gases, burbujas, desareación, rompimiento de tensión superficial y deshidratación del aceite.

Para este tipo de servicio se usa un equipo de filtración al alto vacío, con sistema de calentamiento y con capacidad necesaria para realizar al recirculado en un tiempo normal (que depende de la cantidad de aceite aislante a tratar). Los resultados de este procedimiento es mejorar las propiedades dieléctricas del aceite como su rigidez dieléctrica, tensión interfacial, disminuir el contenido de partes por millón de agua, mejorar su factor de potencia y reducir sólidos. Por lo regular, se recomienda que el tratamiento de aceite se efectue por lo menos una vez al año, y si el medio ambiente es muy contaminado entonces dos veces al año. Así mismo se recomienda que haga un análisis completo al aceite.

El aceite se deteriora por la acción de la humedad, del oxígeno, por la presencia de catalizadores (cobre) y por temperatura. La combinación de estos elementos, efectúan una acción química en el aceite, que da como resultado, entre otros, la generación de ácidos que atacan intensamente a los aislamientos y a las partes mecánicas del transformador. De esta acción química resultan los lodos que se precipitan en el transformador y que impiden la correcta disipación del calor, acelerando, por lo tanto, el envejecimiento de los aislamientos y su distribución. La humedad presente en el aceite, se puede originar por el aire que inhala el transformador durante su proceso de trabajo, por fallas en sus juntas y fugas en general. También se genera por descomposición propia del aceite y de los aislamientos.

Un aceite muy contaminado es aquel que presenta los valores siguientes:

- a) Contenido de humedad igual o mayor que 80 ppm
- b) Acidez igual o mayor que 0.2 mg. del número de neutralización de la potasa cáustica
- c) Rigidez dieléctrica, menor o igual a 22 KV
- d) Se reporta presencia de lodos

Bajo tal condición de contaminación, es recomendable sustituir el aceite, para lo cual se debe disponer lo siguiente:

- a) Sacar la parte viva en caso de que esté en taller.
- b) Desechar el aceite (se hace el vaciado en tambos de 200 litros, bajo las normas de gestión de materiales peligrosos NO-UTE-AM-0003)
- c) Limpiar tanque con aceite nuevo en su interior
- d) Limpiar parte viva con aceite nuevo y secarla si estuviese en taller
- e) Sellar y llenar a vacío con aceite nuevo

Lo eficiente del servicio dependerá de la periodicidad del mismo. Si bien es reconocido que un mantenimiento preventivo realizado en plazo de cada seis meses, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que éste será mejor si disminuimos el tiempo transcurrido entre uno y otro, y el o del mismo dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados.

7.4 El regenerador del aceite como herramienta para la extensión de la vida de los aislamientos del transformador.

El aceite dieléctrico de origen mineral que se emplea para enfriar y aislar eléctricamente los devanados de transformadores, es un hidrocarburo refinado de la familia de los aromáticos, de origen nafténico o parafínico, dependiendo de la región geográfica de donde el petróleo crudo haya sido extraído, teniendo ambos tipos, propiedades muy similares para su uso en transformadores, siendo sus diferencias más notables su punto de solidificación (-10°C para el parafínico y -40°C para el nafténico), así como su resistencia natural a la oxidación, efecto que produce el deterioro o envejecimiento del aceite en conjunto con la temperatura y la acción catalítica de los metales, donde el de tipo parafínico es más resistente que el de tipo nafténico.

Los aceites dieléctricos, por las especificaciones técnicas que deben cumplir para disipar el calor producido durante la operación del transformador, además de proporcionar la protección dieléctrica bajo tensiones eléctricas muy elevadas deben ser muy puros y naturales, es decir que no tiene aditivos que puedan ir mermando durante la operación y el paso del tiempo (en Estados Unidos se llegó a emplear el di ter butil phenol (DBPC) como aditivo antioxidante en aceites del tipo nafténico). En la actualidad, en el mercado se utilizan, generalmente, aceites dieléctricos “no inhibidos”.

El fenómeno de la oxidación, que se produce por la reacción química del aceite con el oxígeno y que se acelera con la temperatura y su contacto con los metales (cobre, acero, aluminio) tiene como consecuencia la aparición de subproductos tales como lacas, alcoholes, peróxidos y agua (entre otros) que quedan disueltos en el aceite y son de polaridad definida o polares y, por tanto, se orientan fácilmente ante la presencia de un campo eléctrico, por lo que a mayor grado de oxidación que alcance un aceite, mayor será la presencia de estos productos y su capacidad dieléctrica se verá disminuida.

Si analizamos el circuito de enfriamiento de un transformador sumergido en aceite, veremos que éste circula por todo el transformador debido al fenómeno de convecciones térmica (y en algunas ocasiones con la ayuda de bombas) a través de los devanados y en contacto con el papel aislante de las bobinas y núcleo, considerando las propiedades fisicoquímicas de absorción y adsorción de la celulosa, cuando un aceite se encuentra demasiado oxidado y contaminado por partículas sólidas polares y agua disueltas, es de esperarse que gran cantidad de estos contaminantes queden atrapados en el papel, generalmente éste actúa como filtro, lo que significa que el aislamiento principal de celulosa está siendo afectado también en sus propiedades aislantes, así como en sus propiedades mecánicas (agua y oxígeno) que llevan a su despolimerización paulatina (ruptura del aislamiento y falla del transformador).

Por las características químicas de los componentes del sistema de aislamiento y sólido-líquido de un transformador (celulosa – aceite), el aceite es susceptible de purificación y limpieza, hasta alcanzar sus propiedades originales mediante procesos de tratamiento que eliminan los contaminantes prácticamente sin pérdida de material (en los casos más severos de contaminación, no se llega a perder ni un 0.5% del volumen), sin embargo, la celulosa una vez que reacciona y se despolimeriza a consecuencia de la acción del oxígeno y el agua, su deterioro es irreversible, por lo que es posible retardar el proceso de su envejecimiento mediante un buen mantenimiento preventivo, lo cual se logra con un aceite limpio y puro. Con el paso de los años se han venido utilizando tecnologías diversas para purificar los aceites dieléctricos, empleando procesos de filtrado mecánico de muchas clases, combinadas con procesos de centrifugación, vacío, temperatura; entre otros; con algunos de los cuales se logran eliminar gases, partículas pesadas (lodos) y humedad pero la gran mayoría de las partículas polares disueltas de dimensiones microscópicas no pueden ser eliminadas, por lo que permanecen en el aceite y siguen aumentando hasta alcanzar una magnitud tal que hacen que los aceites lleguen a ser inservibles para cumplir con su función

aislante, lo que hace necesario intervenir los transformadores para cambiar los aceites gastados por aceites nuevos, implicando costos por indisponibilidad del servicio de los equipos, riesgosas maniobras de manejo de aceite, exposición de los aislamientos al oxígeno y la humedad y en la actualidad costos adicionales por manejo y disposición de residuos peligrosos para preservación del medio ambiente y con la inmensa desventaja de no lograr una completa extracción del aceite gastado del transformador (los aislamientos de papel y núcleo tienen hasta un 10% del volumen total de aceite), haciendo que la efectividad del cambio de aceite se pierda en manera importante al corto plazo. La tecnología del regenerado de aceites dieléctricos mediante el uso de tierras fuller, es un tratamiento que garantiza la total limpieza y purificación de los aceites gastados o contaminados por partículas sólidas disueltas de polaridad definida. En virtud de que se trata de un proceso fisicoquímico, se aprovecha la característica adsorbente de la tierra fuller, permitiendo capturar hasta la más pequeña partícula de contaminante polar que entra en contacto con ella, efecto que es apreciable a simple vista por el cambio de color que sufre el aceite el cual se aclara por la pérdida de pigmentación al eliminarse las impurezas después del tratamiento y que también se comprueba analíticamente mediante pruebas de laboratorio.

Alcanzando las características anteriores, este mismo aceite limpio se hace actuar como solvente y se circula las veces que sea necesario para lavar el papel, logrando así arrastrar la gran mayoría de los contaminantes y la humedad alojados en los aislamientos y que son causa predominante en la disminución de la resistencia de aislamiento y bajos índices de polarización y absorción y en el incremento del factor de disipación del sistema de aislamiento del transformador, obteniendo así una recuperación importante de los niveles de aislamiento eléctrico y propiedades mecánicas del papel, además de proteger su vida útil al retardar su proceso de envejecimiento.

Aunque así explicado parece un procedimiento muy simple, su aplicación requiere de maquinaria especialmente diseñada para su efectiva aplicación, así como de personal técnico experto y altamente capacitado y de los estudios analíticos de laboratorio previos y confiables, con los cuales es posible diagnosticar su condición real y diseñar el mejor tratamiento para cada caso particular, preferentemente sin necesidad de interrumpir el suministro de energía eléctrica.

Debido a que estos aceites no tienen aditivos artificiales, el regenerado no afecta las propiedades fundamentales para las cuales el aceite fue diseñado y una vez recuperadas sus propiedades la vida útil del aceite antes de volver a ser regenerado, podrá llegar a ser igual al mismo tiempo que le llevó deteriorarse antes del primer regenerado (dependiendo de las condiciones de servicio y mantenimiento del transformador), por lo que se puede considerar al aceite dieléctrico como reciclable por tiempo indefinido.

La aplicación de un tratamiento de regenerado del aceite dieléctrico dentro del transformador, además de sus superiores beneficios técnicos sobre otros métodos tradicionales como los “filtrados y centrifugados”, tiene grandes ventajas económicas para el usuario, ya que extiende la vida útil del equipo, reduce los riesgos de fallas en servicio, ayuda a reducir en forma importante las interrupciones de servicio por causas de mantenimiento, además de que se evitan los elevados costos de reposición de aceite nuevo y disposición del aceite viejo, con lo que se puede concluir que desde el punto de vista económico, la aplicación de la tecnología del regenerado es una inversión de la productividad más que un costo de mantenimiento.

La utilización de una efectiva filtración mecánica, combinada con la adecuada aplicación controlada de calor dentro de un circuito hermético bajo efectos de un alto vacío, permite la retención de partículas sólidas mayores que pudieran encontrarse dentro del aceite y la extracción de gases combustibles

acumulados, resultantes de la descomposición del aceite por efectos de la oxidación y de los fenómenos térmicos y electromagnéticos que se dan lugar durante la operación del transformador así como la volatilización de las partículas de agua disueltas en el aceite; con lo que se logra la deshidratación y desgasificación del aceite y si este proceso la adicionáramos una batería en serie compuesta de tierra fuller, capaz de actuar física y químicamente sobre al aceite contaminado por partículas polares, adsorbiéndolas y eliminando su efecto negativo en las propiedades deseadas del fluido, devolviéndolo prácticamente a sus características técnicas originales (excepto el color) de un aceite nuevo. En la actualidad, existen dos sistemas de regenerado de aceite con tierra FULLER, el más antiguo es el conocido por saturación y disposición, muy efectivo y económico en su tiempo que consiste en utilizar las cargas a cantidad de tierra fuller, hasta su saturación total, es decir, que ya no sean capaces de retener partículas polares y entonces deben ser sustituidas por tierras nuevas para continuar el proceso de regenerado, quedando las tierras usadas saturadas con aceite dieléctrico en una relación de peso aproximada de 1.5 de aceite por cada gramo de tierra empleada, lo que produce una merma aproximada de un 10% del volumen total del aceite regenerado, incrementando el costo de operación al ser necesario reponer ese aceite atrapado en las tierra gastada, así como también el transporte y disposición adecuada de las tierras saturadas con aceite para dar cumplimiento las regulaciones ambientales para prevención de la contaminación del medio ambiente. El otro método, el más moderno y reciente conocido como de tierra fuller reactivable, emplea básicamente el mismo proceso del anterior, con la diferencia de que se utilizan cargas de tierras fuller, modificadas que es posible utilizar repetidamente durante varios cientos de veces, aplicando un proceso de limpieza de las mismas o reactivación, cuando éstas ya se han saturado, aplicando un proceso inteligente con el que se logra alcanzar los objetivos de recuperación de las propiedades físicas y químicas del aceite dieléctrico envejecido, sin generar ninguna merma en el aceite original del transformador y sin generar ningún tipo de residuo peligroso o emisión contaminante a la

atmósfera, haciendo de este proceso una forma de tratamiento totalmente amigable al medio ambiente, además de ser más efectiva y económica que su antecesora, y que también se evita la necesidad de transportar gran cantidad de tierra FULLER y recipientes necesarios para su depósito y transporte para disposición.

7.5 Mantenimiento del sistema de aislamiento base celulosa, de transformadores sumergidos en aceite mineral

Mediante el estudio de las distintas pruebas que son recomendables efectuar a los aceites dieléctricos de origen mineral, hemos visto que al aceite sufre degradación paulatina, en mayor o menor grado y en mayor y menor tiempo, dependiendo de que tan severas sean las condiciones de operación del transformador en cuestión (temperatura, carga, variaciones de la red, diseño manufactura, entre otros), produciendo como resultado el deterioro del aceite, el que consecuentemente tiene su efecto directo sobre el aislamiento sólido (celulosa), que también sufre cambios importantes en sus características físicas, mecánicas, eléctricas y químicas. La función fundamental del ingeniero de mantenimiento, encargado de la operación y conservación de los servicios de suministro de energía eléctrica es, entre otras, la de asegurar la continuidad del suministro en condiciones confiables, eficientes y económicas, para lo cual, requiere del conocimiento adecuado del estado de sus equipos mediante un programa de mantenimiento predictivo y el adecuado reacondicionamiento de las condiciones operativas de sus equipos (cuando éstos resulten indispensables), conforme a un programa y procedimiento de mantenimiento preventivo. Todo lo anterior, fielmente aplicado, tendrá como resultado, una mayor vida de los equipos e instalaciones, una operación más confiable, menores costos de mantenimiento correctivo y mayor rentabilidad de las inversiones en infraestructura y operación de los sistemas.

El mantenimiento de los transformadores, según lo que anteriormente ha sido tratado, puede clasificarse en tres etapas básicas:

- a) Mantenimiento predictivo
- b) Mantenimiento preventivo
- c) Mantenimiento correctivo

Los Análisis físicos y químicos del aceite y de análisis de gases disueltos (mediante cromatografía de gases), así como las pruebas eléctricas de los aislamientos, podrán ser identificados como parte del mantenimiento predictivo, ya que sus resultados y diagnóstico proporcionaran la información necesaria para determinar las acciones preventivas o correctivas que pudieran ser requeridas.

El mantenimiento preventivo de un transformador deberá ser aquel que pueda realizarse, en función de las necesidades diagnosticadas por los métodos predictivos, que impliquen una acción diseñada para corregir desviaciones menores en las condiciones operativas de la unidad, en condiciones programadas y, preferentemente no críticas para la operación del sistema. Estas acciones podrán ser complementarias a la etapa predictiva o de características más directas destinadas a proteger el estado de los aislamientos y la vida útil de la unidad, a manera de evitar la necesidad de acciones correctivas mayores que puedan resultar a consecuencia de fallas en servicio.

Las acciones más comunes en el mantenimiento preventivo de los transformadores, consiste en la conservación de las propiedades del aceite dieléctrico y en ocasiones menos frecuentes, el tratamiento de los aislamientos sólidos.

Es importante saber que existe una relación muy estrecha entre ambas acciones, ya que bajo condiciones de diagnóstico oportunas, una acción llevará

directamente a la corrección de la otra. En orden de costumbre, sabemos que el indicador más común para determinar el estado de un aceite, es el valor de la rigidez dieléctrica, sin embargo, como se ha visto, este parámetro puede verse afectado por otras influencias tales como el contenido de agua, partículas polares en suspensión, parámetros que a su vez son el reflejo del envejecimiento normal o prematuro del sistema de aislamiento en forma global.

7.5.1 Conservación del sistema de aislamiento.

La degradación del aceite debido a la formación de productos polares resultantes de la oxidación, puede ser determinada fácilmente mediante los ensayos físico y químicos periódicos, el efecto que una pequeña cantidad de relación al volumen total del aceite contenido en el transformador, de estos productos polares pueden ser muy evidente, debido a los estrictos límites que se han establecido y normalizado internacionalmente para aceites dieléctricos en servicio (normas ANSI, IEEE, IEC, y otros) y, en la actualidad existen procesos de recuperación o regeneración de estos aceites a características y calidad de operación iguales a los nuevos, sin disminución apreciable de sus propiedades, es decir, que se recupera el hidrocarburo, que es un recurso natural no renovable y cada vez más escaso, lo que lo hace reutilizable indefinidamente; sin embargo, con respecto a la celulosa, el efecto de envejecimiento o degradación que las partículas ácidas y polares hayan logrado con el paso del tiempo, es irreversible y por lo que su conservación meticulosa es importante si se desea extender su vida útil al máximo limitando condiciones de falla por debilitamiento dieléctrico y mecánico (estadísticas reconocidas internacionalmente indican que el 85% de las fallas en transformadores son de origen mecánico), por lo que resulta importante la medición y determinar cuándo actuar de manera preventiva y evitar las condiciones que conduzcan a un deterioro acelerado de los sistemas de aislamiento.

7.5.2 El tratamiento a los aislamientos sólidos.

La medición del desgaste y contaminación por partículas polares de un aceite dieléctrico a través de los ensayos físicos y químicos recomendados internacionalmente (Estándar IEEE 57.106- 2002 para aceites en servicio) es determinante para decidir cuando intervenir un aceite con la finalidad de prevenir su mayor deterioro y consecuente daño de la celulosa. Generalmente, la presencia de partículas ácidas aglutinadas en diversos tamaños y composición química y la presencia de agua, determinan las propiedades físicas y eléctricas del aceite, y son base para diseñar el tratamiento aplicable a cada caso particular del transformador en cuestión. El objetivo principal de este tratamiento es el de limpiar la celulosa mediante la remoción en el mayor grado posible de esas partículas polares adsorbidas por ella que afectan sus propiedades eléctricas y mecánicas de forma irreversible y mientras más pronto se ataque el problema de la contaminación de la celulosa, más se extenderá la vida útil del transformador. La manera de lograr una efectiva limpieza de los aislamientos, es mediante la utilización de su mismo aceite como solvente y eso se lleva a cabo mediante la recirculación continua del aceite a través del circuito de purificación y regenerado por tierra fuller reactivable, cuantas veces sea necesario a una temperatura del aceite cercana a su punto de anilina, y que con la temperatura adecuada es posible vencer la fuerza de absorción entre las partículas polares y la celulosa, logrando su remoción del aislamiento sólido y posterior captura en las columnas de tierra fuller. Este tratamiento es altamente recomendable realizarlo con el transformador energizado o “en vivo”, ya que la temperatura propia del devanado y la vibración natural del transformador participan activamente en facilitar el proceso de limpieza de la celulosa; sin embargo, previamente deberá asegurarse mediante ensayos recientes al aceite, tanto físico como químicos, contenido de humedad, % de humedad / base seca, % de saturación de humedad en el aceite y cromatografía de gases combustibles disueltos, que las condiciones son seguras para el personal y el equipo, también es importante que antes de cualquier tratamiento, el aceite sea verificado mediante una Cromatografía de Gases para

determinar cuantitativa y cualitativamente su posible contenido de Bifenilos Policlorados (BPC o PCB en ingles), para asegurar que se encuentren dentro de los límites ambientales permitidos por la normatividad local e internacional y evitar contaminación de equipos y medio ambiente. El apropiado empleo de esta tecnología de punta para el mantenimiento de transformadores a través del tratamiento de su aceite dieléctrico mediante el uso de tierras fuller reactivable, es un método inigualable desde el punto de vista técnico, económico y ecológico, con cualquier otro proceso de tratamiento actualmente existente en el mercado.

7.5.3 Las ventajas del regenerado de aceite dieléctrico con tierra fuller reactivable

Éstas se pueden simplificar en los aspectos siguientes:

Técnico

- a) Utilización indefinida de un recurso natural no renovable para el mismo uso
- b) Recuperación total del fluido aislante durante su proceso al no existir merma
- c) Restitución de las propiedades mecánicas y eléctricas de los aislamientos sólidos al eliminar contaminantes polares y agua, que no es posible lograr con cambios de aceite, filtrados o purificados
- d) Extensión de la vida útil del equipo y mayor confiabilidad operativa
- e) Posibilidad de tratamiento sin necesidad de suspender el servicio de suministro de energía eléctrica

Económico

- a) Bajo costo de ejecución y cero impacto económico al eliminar la interrupción del proceso productivo
- b) Mayor rendimiento de la inversión en activos fijos al extender su vida útil y reducir costos de inversión en mantenimiento

- c) Continuidad en el proceso productivo por mayor confiabilidad en el servicio de suministro de energía eléctrica
- d) Reducción de costos administrativos, tales como pólizas de seguro y gastos de disposición de residuos

Ecológico:

- a) No se generan residuos peligrosos ni emisiones contaminantes a la atmósfera
- b) Es totalmente amigable al medio ambiente

8. Trabajo de aplicación

A continuación se describirá el seguimiento que ha tenido un transformador de potencia de 14/20 Megavoltamperios, con relación de voltaje 6.9/69 kilovoltios, con análisis de su aceite dieléctrico, específicamente cromatografía de gases y análisis físicos y químicos.

Datos del transformador a analizar	
Año de fabricación	2001
Potencia	14 / 20 MVA
Transformación	6.9 / 69 kV
Grupo de conexión	Ynd
Tipo de enfriamiento	ONAN / ONAF
Tipo de aceite	Mineral
Numero de taps	5 del lado de alta tensión
Frecuencia	60 Hz
Número de fases	3
Peso del aceite	6,500 kg
Peso total	30,000 kg

Para el análisis del transformador, se debe observar los resultados de las pruebas físico químicas y cromatografía de gases, realizadas al aceite dieléctrico,

los que se muestran en la tablas 8-2 y 8-3, respectivamente, y compararlos con la clasificación de resultados mostrada en la tabla 9-1 para el análisis físico químico y la tabla 6-4 para el análisis de la cromatografía de gases disueltos.

De los resultados obtenidos se pueden sacar las conclusiones siguientes:

- a) Las pruebas físicas y químicas muestran valores de los resultados aceptables.
- b) Se detecta presencia anormal de Monóxido de Carbono, cuyas concentraciones, están asociadas con el calentamiento moderado general de la celulosa y sobrecalentamiento del aceite que podría significar un rápido deterioro del sistema de aislamiento.
- c) El porcentaje de Humedad base seca, muestra saturación notable de humedad en la celulosa.

CLASIFICACIÓN PARA DETERMINAR LA CONDICIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS AL ANALIZAR LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS

PRUEBA		NORMA ASTM	ACEPTABLE	DUDOSO			INACEPTABLE
Rigidez dieléctrica		D877/D1816	≥ 30 / 24	25-29 / 20-24			< 25 / 20
Color		D1524	≤ 3.5				>3.5
No. de neutralización		D974	< 0.05	≥ 0.05 A 0.10			> 0.10
Tensión interfacial		D971	≥ 32	< 32.0 A 28.0			< 28.0
Gravedad específica		D1298	0.84 A 0.91	< 0.84			> 0.91
Aspecto visual		D1524	CLARO	OSCURO			TURBIO
Sedimentos		D1698	LIMPIO	LIGEROS			DENSOS
Factor de potencia	25 °C	D924	< 0.1	0.1 A 0.3			> 0.3
	100 °C	D924	< 3.0	3.0 A < 4.0			≥ 4.0
Contenido de humedad Karl Fisher	< 69 kV	D1533	≤ 30	> 30 A < 35			≥ 35
	69-288 kV	D1533	≤ 20	> 20 A < 25			≥ 25
	> 345 kV	D1533	≤ 15	> 15 A < 20			≥ 20
% de saturación	< 69 kV	D1533	< 15	≥15 A 20			> 20
	69-288 kV	D1533	< 8	≥8 A 12			> 12
	> 345 kV	D1533	< 5	≥5 A 7			> 7
% humedad / base seca			Grado A	Grado B	Grado C	Grado D	Grado E
	< 69 kV	D1533	< 1.25	1.26 - 2.00	2.01 - 2.50	2.51 - 4.00	> 4.01
	69-288 kV	D1533	< 0.85	0.86 - 1.35	1.36 - 1.70	1.71 - 2.65	> 2.66
	> 345 kV	D1533	< 0.56	0.56 - 0.85	0.86 - 1.05	1.06 - 1.70	> 1.71
Contenido bifenilos policlorados		D4059	0 A 45	46 A 50			> 50

Tabla 8-1
Pruebas según Normas ASTM y limites según recomendaciones de S.D. Myers, Inc.

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DEL ANÁLISIS FÍSICOS Y QUÍMICOS AL TRANSFORMADOR MARCA EFACEC DE 14/20 MVA

FECHA DE LA MUESTRA	FECHA DEL REPORTE	RIGIDEZ DIELECTRICA	COLOR	No. DE ACIDEZ	TENSIÓN INTERFACIAL	GRAVEDAD ESPECÍFICA	ASPECTO VISUAL	SEDIMENTOS	FACTOR DE POTENCIA		CONTENIDO DE HUMEDAD	% DE HUMEDAD BASE SECA	% SATURACIÓN
		KV	O2	mgKOH/gr	dinas/cm				C2H4	@ 25 °C	@ 100 °C	PPM (H2O)	
		D 877	D 1524	D 974	D 971	D 1298	D 1524	D 1698	D 924		D 1533		
10 dic. 2,002	29 dic. 2002	43	<1	0.01	39.4	0.86	CLARO	LIMPIO	0.024	0.19	13	0.64	
29 Mayo 2,005	01 Junio 2,005	55		<0.01	43	0.879	LIMPIO	4.4	0.002	0	21	0	13
06 Sept 2007	03 Oct. 2007	49	<1	0.009	43.05	0.855	CLARO	LIMPIO	0.02	0.43	22	2.09	21
COMPORTAMIENTO EN LA VARIACIÓN DE LOS DATOS ENTRE LOS AÑOS 2,002 Y 2,005													
Variación en ppm entre los años 2002 y 2005		12			3.6	0.019	CLARO		-0.022	-0.19	8	-0.64	
Variación en % entre los años 2002 y 2005		27.91%			9.14%	2.21%	CLARO		-91.67%	0.00%	61.54%	-100.00%	
COMPORTAMIENTO EN LA VARIACIÓN DE LOS DATOS ENTRE LOS AÑOS 2,005 Y 2,007													
Variación en ppm entre los años 2005 y 2007		-6			0.05	-0.024	CLARO		0.018	0.43	1	2.09	8
Variación en % entre los años 2005 y 2007		-10.91%			0.12%	-2.73%	CLARO		900.00%		4.76%		61.54%
COMPORTAMIENTO EN LA VARIACIÓN DE LOS DATOS ENTRE LOS AÑOS 2,002 Y 2,007													
Variación en ppm entre los años 2002 y 2007		6		-0.001	3.65	-0.005	CLARO		-0.004	0.24	9	1.45	
Variación en % entre los años 2002 y 2007		13.95%		-10.00%	9.26%	-0.58%	CLARO		-16.67%	0.00%	69.23%	226.56%	

Tabla 8-2
 Datos de los resultados de las pruebas físicas y químicas realizadas al transformador de 14/20 MVA, 6.9/69 kV propiedad de la Planta Los Esclavos

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LOS ANÁLISIS DE CROMATOGRAFÍA DE GASES DISUELTOS AL TRANSFORMADOR MARCA EFACEC DE 14/20 MVA

FECHA DE LA MUESTRA	FECHA DEL REPORTE	HIDRÓGENO	OXÍGENO	NITRÓGENO	METANO	MONÓXIDO DE CARBONO	BIÓXIDO DE CARBONO	ETILENO	ETANO	ACETILENO	GASES TOTALES	TOTAL DE GASES COMBUSTIBLE	% DE GASES COMBUSTIBLE
		H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂			
10 dic. 2,002	29 dic. 2002	25	5574	39113	3	280	1890	2	1	0	46888	311	0.66%
29 Mayo 2,005	01 Junio 2,005	5.9	273	42900	20	1030	5990	4.4	2.7	0	49246	1063	1.78%
06 Sept 2007	03 Oct. 2007	4	7998	44254	4	805	3074	1	1	0	56141	815	1.45%
COMPORTAMIENTO EN LA VARIACIÓN DE LOS DATOS ENTRE LOS AÑOS 2,002 Y 2,005													
Variación en ppm entre los años 2002 y 2005		-19.1	-5301	3787	17	750	4100	2.4	1.7	0	2358	752	1.12%
Variación en % entre los años 2002 y 2005		-76.40%	-95.10%	9.68%	566.67%	267.86%	216.93%	120.00%	170.00%	0.00%	5.03%	241.80%	1.12%
COMPORTAMIENTO EN LA VARIACIÓN DE LOS DATOS ENTRE LOS AÑOS 2,005 Y 2,007													
Variación en ppm entre los años 2005 y 2007		-1.9	7725	1354	-16	-225	-2916	-3.4	-1.7	0	6895	-248	-0.33%
Variación en % entre los años 2005 y 2007		-32.20%	2829.67%	3.16%	-80.00%	-21.84%	-48.68%	-77.27%	-62.96%	0.00%	14.00%	-23.33%	-0.33%
COMPORTAMIENTO EN LA VARIACIÓN DE LOS DATOS ENTRE LOS AÑOS 2,002 Y 2,007													
Variación en ppm entre los años 2002 y 2007		-21	2424	5141	1	525	1184	-1	0	0	9253	504	0.79%
Variación en % entre los años 2002 y 2007		-84.00%	43.49%	13.14%	33.33%	187.50%	62.65%	-50.00%	0.00%	0.00%	19.73%	162.06%	0.79%

Tabla 8-3

Datos de los resultados de los análisis de cromatografía de gases disueltos realizados al transformador de 14/20 MVA, 6.9/69 kV propiedad de la Planta Los Esclavos

9. Impacto ambiental del aceite dieléctrico

Existen los convenios vigentes de Estocolmo, de Róterdam y Basilea, que indican que todo material conteniendo Bifenilos Policlorados (BPC's) en concentración mayor a 50 ppm es un Residuo Peligroso, y, por lo tanto, debe de ser descontaminado como medida de protección ambiental y conservación de nuestro ecosistema.

Un PCB es un hidrocarburo sintético con contenido de cloro, fue desarrollado en la década de transformadores en áreas cerradas o peligrosas debido a su alto punto de inflamación y estabilidad química, conocido comúnmente como askarel o PCB. Durante los años 70's, se determinó que los bifenilos policlorados tenían características tóxicas nocivas para el hombre, por lo que quedó prohibida su fabricación a nivel internacional y se comenzó a establecer la normativa necesaria para su control, manejo y disposición. A pesar de que el BPC no se reproduce, su presencia solamente es detectada mediante análisis de cromatografía de gases, por lo que es fácil contaminar equipos con este compuesto cuando no se toman las precauciones conducentes. El manejo y disposición de PCB a solamente puede ser realizado por empresas que cuenten con la autorización correspondiente.

Diversas investigaciones habían tratado de demostrar la relación entre BPC's y problemas en la salud, y no fue sino hasta los incidentes de Yuso, Japón y Binghamton, USA cuando los efectos se magnificaron a partir de la información recabada por la EPA (Enviromental Protection Agency en USA). A raíz de estos sucesos se realizó un estudio extensivo que confirmó por una parte la capacidad de los BPC's de acumularse y depositarse en tejido orgánicos causando daños serios e irreversibles en la salud y en el organismo; asimismo, se observó que al someterlos a sobrecalentamiento se producían sustancias altamente tóxicas como las dioxinas y los benzofuranos policlorados.

El ingreso de los BPC's en los cuerpos de agua se produce a través de fuentes diversas y por deslavado de la atmósfera o arrastrados por las precipitaciones. La vía de llegada de éste contaminante a la atmósfera (aire) es por evaporación que se ve favorecida con las altas temperaturas. Los aroclors, se condensan en partículas de aerosol dispersándose ampliamente.(23).

En el suelo, los BPC's se acumulan en la capa de humus, desde donde se movilizan con dificultad, una vez reabsorbidos pueden moverse a través de la fase de vapor. Se produce muy poca degradación y su persistencia aumenta en relación directamente proporcional con el grado de cloración. Es la vía de entrada directa a las plantas, donde los efectos se pueden observar como reducción de la velocidad de división celular y de la capacidad fijadora de CO₂, lo cual resulta en inhibir el crecimiento en general.

Se sabe que aproximadamente el 25% de los BPC's asimilados por el ser humano ingresa al organismo por inhalación y el 75% restante a través de productos alimenticios, siendo los de origen animal la fuente principal; donde el pescado aporta entre el 4-5%.

Estudios de Anderson y Cols, reconocen los posibles riesgos generados por la exposición a los BPC's y son los siguientes:

- a) Afectan el sistema respiratorio
- b) Son absorbidos a través de la piel
- c) Daños en el sistema reproductivo de adultos
- d) Irritación de ojos hasta quemarlos
- e) Los vapores irritan la nariz y garganta causando tos y hasta dificultades respiratorias
- f) Salpullido en piel similar al acné (cloracné)
- g) Daños al sistema nervioso

h) Daños hepáticos y deficiencias del sistema enzimático

En general, los efectos toxicológicos de los BPC's en el ser humano aún no se reconocen en toda su magnitud, un ejemplo en el Chemikaliengesetz, Ley de productos químicos de Alemania, son clasificados como de baja toxicidad aún cuando se ha demostrado su potencial cancerígeno y teratogénico en modelos animales. El riesgo de intoxicación por inhalación es bajo debido a la baja presión de vapor de estas sustancias. En cambio, el contacto con la piel y la ingestión pueden tener consecuencias graves, siendo los puntos principales el hígado, y el sistema enzimático como se mencionó anteriormente. Los síntomas comunes de la intoxicación crónica son: náuseas, vómito, pérdida de peso, edemas y dolores en el vientre bajo. Cuando el hígado sufre lesiones severas el paciente entra en coma y puede llegar a producirse la muerte.

CONCLUSIONES

1. La tecnología del análisis de gases disueltos, es una valiosa herramienta de trabajo para las compañías y personal de mantenimiento responsables de garantizar el suministro de energía eléctrica, a través de un transformador de potencia con aceite mineral.
2. Las pruebas de cromatografía de gases disueltos, físicas y químicas al aceite dieléctrico de un transformador, brindan la información suficiente para detectar alguna falla insipiente, pudiendo planificar el mantenimiento correctivo, con suficiente tiempo de anticipación.
3. El análisis al aceite dieléctrico, muestra bajo qué condiciones de operación se encuentra un transformador de potencia, revelando datos y parámetros de suma importancia para el personal dedicado a mantenimientos.
4. El costo de las pruebas al aceite dieléctrico es mínimo comparado con el costo que se incurriría por la falta de producción por daño en un transformador de potencia, pudiéndose detectar una falla insipiente a través del análisis de los resultados de las pruebas.
5. Los tratamientos de regeneración del aceite de los transformadores en línea, son una solución para mantener el servicio eléctrico sin interrupciones.

RECOMENDACIONES

1. Las pruebas de cromatografía de gases disueltos y físico químicas al aceite dieléctrico deben incluirse como obligatorias en los mantenimientos predictivos a realizar a los transformadores de potencia.
2. El análisis de los resultados de las pruebas al aceite dieléctrico de los transformadores de potencia, deben ser interpretados por el ingeniero de mantenimiento tomando en consideración las condiciones de trabajo de los mismos, utilizando diversas fuentes de información para detectar fallas inminentes.
3. Previo a realizar mantenimiento a un transformador de potencia, es recomendable realizar todas las pruebas de análisis a su aceite dieléctrico y volverla a realizar después del mantenimiento para determinar las mejoras de sus parámetros.
4. Los transformadores de potencia deben de considerarse elementos críticos, los cuales deben de ser objeto de mantenimientos predictivos constantes para monitorear sus condiciones de operación con regularidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Luis A. Siegert C. Alta tensión y sistemas de transmisión. Noriega editores, 1,989.
2. Donald G. Fink / H. Wayne Beaty. Manual del Ingeniero Electricista. Mc. Graw Gill.
3. Stephen J. Chapman. Maquinas Eléctricas. Mc. Graw Gill
4. Gourishankar. Conversión de Energía Electromecánica. Alfaomega.
5. Duffuaa, Raouf, Dixon. Sistemas de Mantenimiento, Planeación y Control. Limusa Wilwy
6. SD Myers. Guía para el mantenimiento del transformador.
7. Enciclopedia Microsoft® Encarta® 2007. © 1993-2006 Microsoft Corporation.

