



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE
TRANSFORMADORES”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTA
IGNACIO OROZCO VALENCIA**

**ASESOR
ING. IGNACIO FRANCO TORRES**

MORELIA, MICHOACÁN

JUNIO 2007



ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	05
RESUMEN	06
1. INTRODUCCIÓN	
1.1 Introducción	07
1.2 Objetivos de la tesis	07
1.3 Descripción de los capítulos	08
2. TRANSFORMADORES	
2.1 Introducción	09
2.2 Principio de operación	09
2.3 Importancia en el funcionamiento de los Transformadores	11
2.4 Mantenimiento preventivo a transformadores	11
2.5 Tipos de transformadores	13
2.6 Partes principales	14
3. ACEITES AISLANTES	
3.1 Introducción	16
3.2 Tipos de aceites aislantes	16
3.2.1 Aceites artificiales	16
3.2.2 Aceites derivados del petróleo	17
3.3 Pruebas de aceites aislantes	17
3.3.1 Pruebas físicas	18
3.3.2 Pruebas químicas	18
3.3.3 Pruebas eléctricas	19
3.3.1.1 Densidad (D-287)	19

3.3.1.8	Tensión interfacial (D-971) -----	19
3.3.2.1	Numero de neutralización (D-974) -----	20
3.3.2.4	Contenido de agua total (D-1533) -----	22
3.3.3.1	(D-877) Tensión de ruptura -----	23
3.3.3.3	(D-924) Factor de potencia -----	28
3.4	Muestreo de aceites -----	29
3.4.1	Recipientes para el muestreo -----	29
3.4.2	Muestreo de aceites de aparatos eléctricos -----	30
3.4.3	Procedimiento de muestreo -----	31
3.4.4	Identificación de la muestra -----	33
3.5	Procesos para la determinación de agua y gases disueltos en el aceite aislante -----	33
3.5.1	Proceso de re-hervido -----	34
3.5.2	Proceso de desecantes de absorción -----	35
3.5.3	Proceso de filtro prensa -----	35
3.5.4	Proceso de centrifugación -----	36
3.5.5	Proceso de desgasificación -----	36
3.6	Manejo y almacenamiento de los aceites aislantes-----	41

4.- PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES

4.1	Introducción -----	43
4.2	Relación de transformación (ttr) -----	43
4.2.1	Descripción del equipo -----	43
4.2.2	Procedimiento de prueba-----	46
4.2.2.1	Determinación de polaridad -----	46
4.2.2.2	Balance -----	48
4.2.2.3	Lectura de la relación -----	49
4.2.2.4	Condiciones anormales -----	49
4.3	Resistencia de aislamiento (megger) -----	51
4.3.1	Índices de absorción y polarización -----	51

4.3.2 Factores que afectan la prueba de resistencia de aislamiento -----	51
4.3.3 Principio de operación -----	52
4.3.4 Instrucciones generales para uso megger -----	54
4.3.5 Medidas de seguridad al usar megger -----	57
4.3.6 Métodos de medición de la resistencia de aislamiento -----	57
4.3.6.1 Método de tiempo corto -----	58
4.3.6.2 Método tiempo-resistencia o absorción dieléctrica -----	58
4.3.6.3 Método de voltajes múltiples -----	59
4.3.7 Aplicación de la prueba de resistencia de aislamiento a transformador de potencia -----	60
4.3.7.1 Preparación del transformador para la prueba -----	60
4.4 Interpretación de las lecturas para la evaluación de resultados -----	61

5.- PROCEDIMIENTO PARA EL SERVICIO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UN TRANSFORMADOR

5.1 Introducción -----	62
5.2 Procedimiento -----	63
5.3 Equipo a utilizarse -----	65
5.4 Seguridad -----	66

6.- RESULTADOS Y SU INTERPRETACION DE PRUEBAS ----- 68

6.1 Introducción	
6.2 Resultados y su interpretación	
6.3 Conclusiones y recomendaciones	

APENDICES ----- 91

BIBLIOGRAFIA ----- 94

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Principio de operación

Figura 2.2 Flujo magnético contra tiempo

Figura 2.3 Curva de vida

Figura 2.4 Transformador tipo acorazado

Figura 2.5 Transformador tipo núcleo

Figura 2.6 Componentes principales

Tabla 3.1 Valores de índice de acidez

Figura 3.1 Muestras de aceite

Tabla 3.2 Concentración máxima de agua

Figura 3.2 Medidor de rigidez dieléctrica

Figura 3.3 Contenido de agua

Figura 3.4 Muestreo con jeringa para prueba de cromatografía de gases

Figura 3.5 Filtro prensa

Figura 3.6 Equipo de desgasificado y deshidratado

Figura 3.7 Proceso de desgasificado de un aceite aislante

Tabla 4.1 Voltaje de aplicación de la prueba

Figura 4.1 Equipo de medición t.t.r.

Figura 4.2 Partes de t.t.r.

Figura 4.3 Terminal de excitación

Figura 4.4 Conexiones básicas de t.t.r.

Figura 4.5 Diagrama elemental del megger

Figura 4.6 Partes del Megger

Figura 4.7 Equipo de medición de aislamiento “megger”

Figura 5.1 Subestación compacta con sección de acometida principal y sus secciones de apertura con y sin carga.

RESUMEN:

En este trabajo se conocerá el procedimiento, desarrollo y resultados de las pruebas fundamentales que se realizan a aceites aislantes y a transformadores de distribución. Existen varias pruebas físicas, químicas y eléctricas que se aplican a los aceites dieléctricos, de las cuales solo se profundizará en aquellas que nos dan valores más determinantes para conocer su estado físico y con esto evaluar el funcionamiento del equipo.

Este trabajo está enfocado principalmente a conocer las pruebas eléctricas más representativas aplicables al transformador para así conocer sus condiciones de trabajo. Además, se pretende dar a conocer lo importante que es un transformador, tanto de distribución como de potencia, dentro de la industria eléctrica nacional y de la responsabilidad que pesa sobre el personal que tiene a su cargo el buen funcionamiento de este equipo.

En el capítulo 1 se da una introducción de lo que significa el transformador y la importancia que tiene éste en el proceso de producción de la industria. En el capítulo 2 se verá un breve repaso del principio de operación de éste aparato, así como su funcionamiento y partes principales. En el capítulo 3 se hablará de los diferentes tipos de aceites aislantes de los transformadores así como sus pruebas básicas fundamentales que nos ayudarán a determinar cuándo se le debe realizar un servicio de mantenimiento preventivo al equipo. También comentaremos de los principales procesos que se deben efectuar al transformador después de que se ha determinado la presencia de humedad. En el capítulo 4 se verán las pruebas eléctricas básicas aplicables en un mantenimiento preventivo, las cuales se resumen en dos: relación de transformación (t.t.r.) y resistencia de aislamiento (megger), así como la operación y uso de estos equipos de prueba. En el capítulo 5 se hace un resumen del procedimiento que se debe seguir al realizar un servicio de mantenimiento preventivo, así como la herramienta y el equipo de seguridad requerido. Finalmente en el capítulo 6 se verán ejemplos tanto de iniciativa privada como de la administración pública, de servicios de mantenimiento preventivo a sus subestaciones eléctricas, así como los comentarios realizados en forma individual para obtener el máximo rendimiento de sus transformadores y evitar, con estos servicios programados, fallas inesperadas que se convierten finalmente en pérdidas económicas en el desarrollo de las actividades cotidianas de la empresa.

1 INTRODUCCIÒN

1.1 Introducciòn. El transformador es un aparato eléctrico estático, utilizado para transferir energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, sin cambiar su frecuencia. Esta transferencia generalmente va acompañada por un cambio de voltaje.

En cualquier sistema de potencia o industrial, la función del transformador es de gran importancia y este funcionamiento depende de la continuidad del servicio, mismo que lo dan un buen servicio de mantenimiento. Un buen programa de mantenimiento es aquel que permite controlar cada uno de sus componentes a través de datos, tales como: temperatura, condiciones de aislamiento, estado del líquido dieléctrico y del sistema de enfriamiento.

La calidad, confiabilidad e interpretación de los datos obtenidos, dependerá del conocimiento que se tenga del transformador y de la forma de realizar las pruebas que se desarrollan.

1.2 Objetivos de la Tesis. Esta tesis describe de manera formal las pruebas que se le hacen a transformadores en sus diferentes capacidades de potencia así como la interpretación de las mismas respecto a la calidad y estado de operación de los mismos.

Adicionalmente se da una descripción de la metodología usada en las pruebas a lo largo de los varios años de experiencia.

Finalmente, se muestran resultados de pruebas reales y su interpretación de tal manera de que el lector pueda usarlo en el conocimiento de dichas técnicas, en el aprendizaje de las mismas o en el último de los casos como una ayuda bibliografía en dicho tema.

1.3 Descripción de los capítulos. El transformador es la pieza fundamental de operación de cualquier sistema eléctrico de potencia o de distribución en cualquier área, llámese electrificación urbana o rural, ramo industrial, etc., el cual en ocasiones y lo más común es que como es un equipo que no se hace presente sino hasta cuando falla, casi nadie se ocupa de ellos.

En este trabajo se podrá ver lo importante que es el buen funcionamiento de este equipo siempre y cuando se realicen servicios de mantenimiento preventivo tanto al aceite

aislante como a los devanados del propio transformador. Este debe ser sistematizado con periodos que van de los seis a los doce meses.

Se vera desde los principios básicos de operación del transformador así como su partes fundamentales, las pruebas indispensables que se realizan al aceite aislante y al propio transformador, principios básicos de operación de los equipo para realizar pruebas eléctricas, lineamientos de seguridad y ejemplos reales de servicios de mantenimiento preventivo realizados a la Industria y Gobierno del Estado de Querétaro así como la valoración de los resultados de estas pruebas.

2 TRANSFORMADORES

2.1 Introducción. Como se indico anteriormente, este equipo es el alma de cualquier instalación eléctrica, por tanto, es importante conocer su funcionamiento y partes fundamentales que lo componen y poder prever cualquier evento de falla con un programa calendarizado de mantenimiento preventivo. Así como conocer la raíz básica de funcionamiento.

2.2 Principio de operación. De acuerdo a la figura 2.1, si aplicamos un voltaje V_p entre las terminales, circulará una corriente produciendo una fuerza magnetomotriz $f.m.m = n \cdot i$ ampere-vuelta, que a la vez provoca una circulación de flujo magnético (Φ) a través del núcleo. [2]

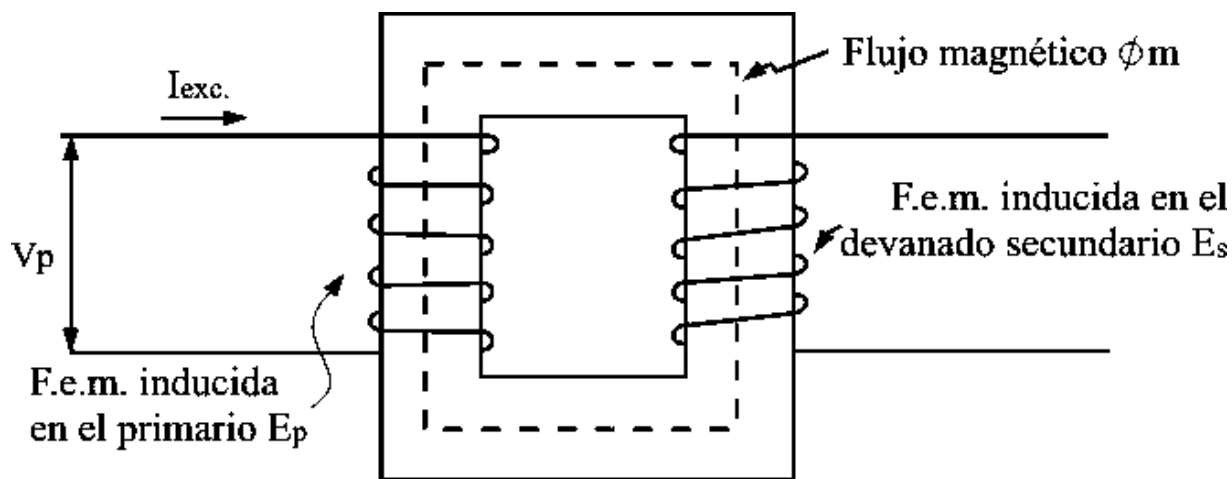


Fig. 2.1 Principio de operación.

Este flujo es abrazado por las bobinas primarias y secundarias variando de cero a un valor máximo (+/-) a cero, al pasar el tiempo, induciendo con ello una fuerza electromotriz (f.e.m.) en los devanados, que será proporcional al número de espiras que lo componen, es decir:

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{n_1}{n_2} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Siendo:

- **e_1 y e_2** las f.e.m. inducidas en el primario y en el secundario
- **n_1 y n_2** los números de espiras de cada uno de ellos

La f.e.m. inducida en un transformador es proporcional a tres factores:

1. frecuencia (f)
2. número de espiras (n)
3. flujo instantáneo máximo (Φ)

En la figura 2.2 se representa el flujo magnético que varia en función del tiempo:

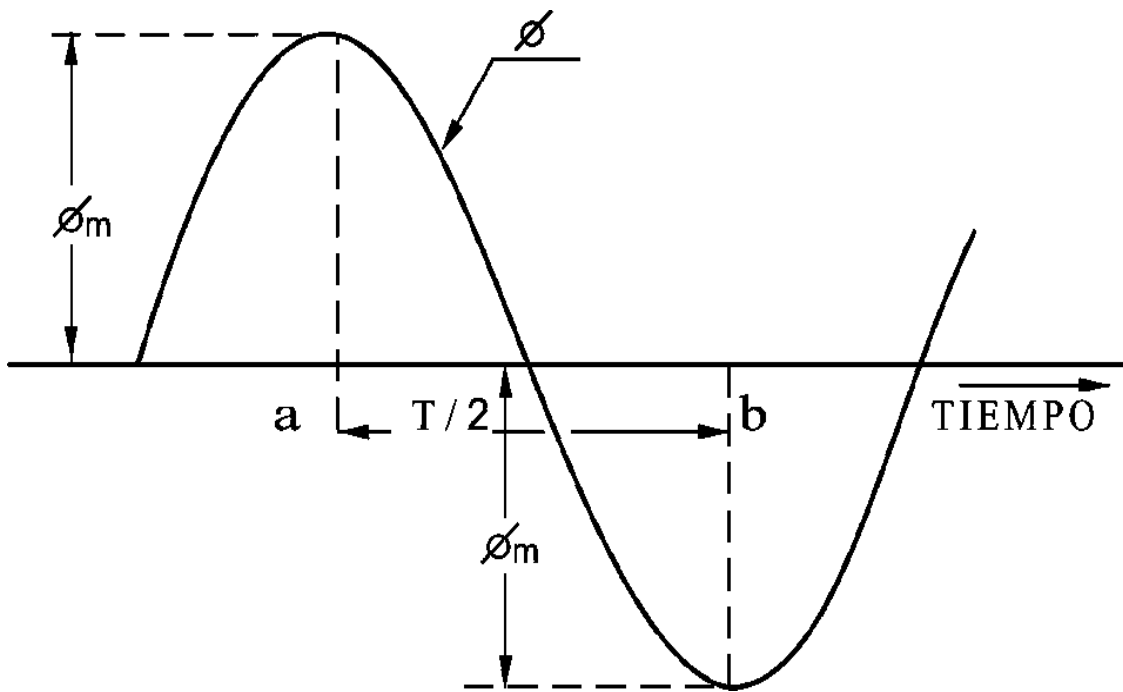


Fig. 2.2 Flujo magnético contra tiempo

Entre los puntos a y b, la variación del flujo total es $2 \cdot \Phi_m$, esta variación se produce durante un semiperiodo o en el tiempo $T/2$, siendo t el periodo o el tiempo necesario para que la onda complete su ciclo. [8]

El tiempo $\frac{t}{2} = \frac{1}{2f}$, por lo tanto la f.e.m. inducida es igual a la variación total del flujo dividido por el tiempo, o sea:

$$e = \frac{n \cdot 2 \cdot \Phi_m}{\frac{t}{2}} = \frac{n \cdot 2 \cdot \Phi_m}{\frac{1}{2f}} = 4 \cdot f \cdot n \cdot \Phi_m$$

Y considerando que en la senoide la relación entre el valor eficaz y el valor medio es 1.11, la f.e.m. eficaz inducida es :

$$e = 4.44 \cdot f \cdot n \cdot \Phi_m$$

2.3 Importancia en el funcionamiento de los Transformadores. Los transformadores tienen varias aplicaciones, tales como:

- a) Elevación o reducción del voltaje.
- b) Aislar circuitos.
- c) Eliminar alambrado múltiple.
- d) Obtener el número de fases requerido para alimentar un equipo.

2.4 Mantenimiento preventivo a transformadores. Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, al mismo tiempo prolongar los periodos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas al equipo.

Las ideas básicas de un mantenimiento pueden ser representadas por la siguiente figura:

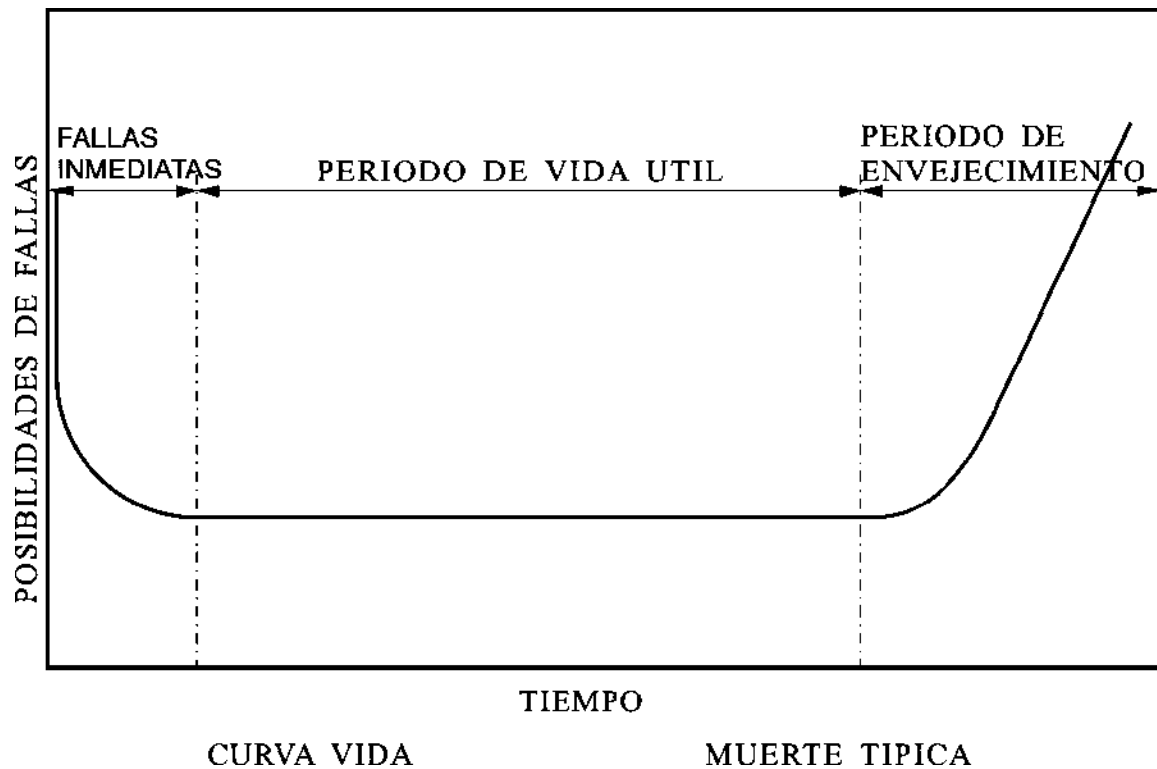


Fig. 2.3 Curva de vida

Se observa que el equipo después de pasar por su periodo de puesta en servicio reduce sus posibilidades de falla (fallas), y entonces pasa a encontrarse de su periodo de vida útil. [6]

Un mantenimiento óptimo tiende a reducir las cantidades de trabajo por realizar durante el periodo de vida útil.

Los objetivos de un mantenimiento preventivo son:

- a) Establecer los requisitos de mantenimiento para el equipo.
- b) Selección y archivo de datos en base a inspección y pruebas.
- c) Determinación de estos programas de mantenimiento.

2.5 Tipos de transformadores. Los transformadores de acuerdo a su construcción se clasifican en dos tipos:

- a) **Tipo acorazado.** Construidos en forma compacta de tal forma que los embobinados están envueltos por la laminación



Fig. 2.4 Transformador tipo acorazado

- b) **Tipo núcleo.** Constituidos por bobinas dispuestas concéntrica mente alojadas en las piernas de núcleo, es decir, las bobinas envuelven a núcleo. [3]



Fig. 2.5 Transformador tipo núcleo

2.6 Partes principales del transformador. Este equipo cuenta con un gran número de accesorios que lo componen, siendo los principales los siguientes: [2]

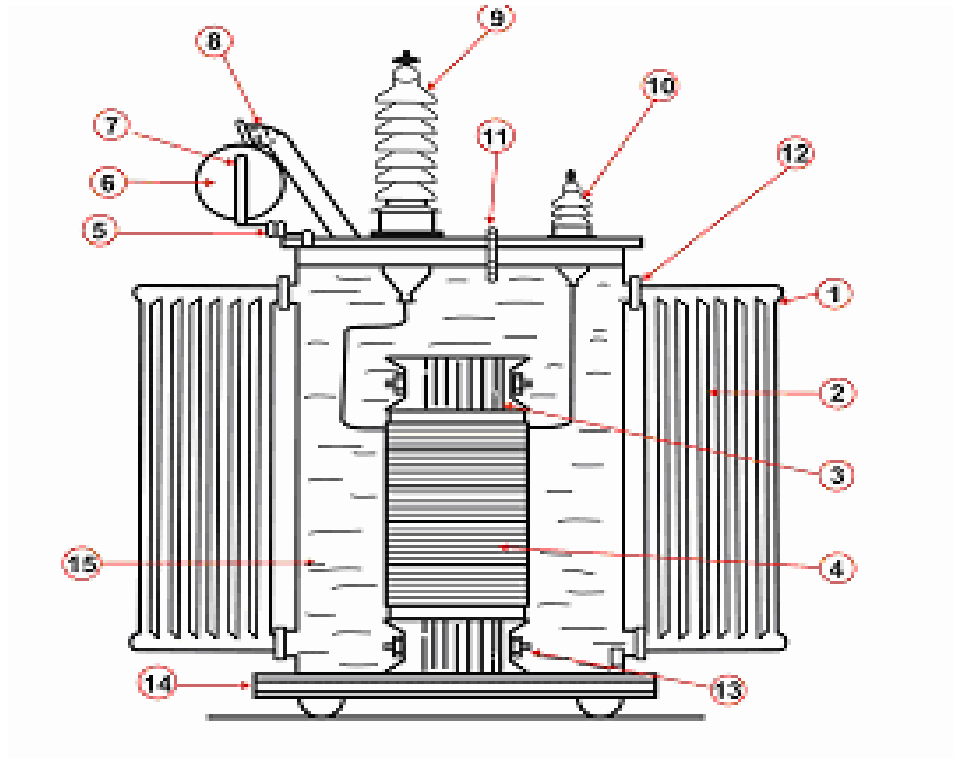


Fig. 2.6 Componentes principales

1. Tanque
2. Tubos radiadores
3. Núcleo (circuito magnético)
4. Devanados
5. Relé de protección buchhols
6. Tanque conservador (8 a 10% del volumen del tanque)
7. Indicador del aceite
8. Tubo de escape en caso de explosión
9. Boquillas o aisladores de potencia
10. Boquillas o aisladores de potencia
11. Termómetro
12. Conexión de los tubos radiadores al tanque
13. Tornillos opresores para dar rigidez al núcleo
14. Base de volar
15. Refrigerante

3 ACEITES AISLANTES

3.1 Introducción. Los aceites aislantes son productos de la destilación del petróleo crudo obtenidos de tal manera que deban reunir ciertas características físicas especiales como son viscosidad, temperatura de escurrimiento, etc. y propiedades eléctricas que sean idóneas para su utilización adecuada en los diversos equipos. El aceite de los transformadores cumple con las funciones de ser un medio aislante y un medio refrigerante (disipación de calor). En este capítulo conoceremos las pruebas mas importantes que se realizan a un aceite aislante, las cuales nos proporcionaran datos sobre la vida útil de este y poder determinar si se procede a realizar un servicio preventivo o en su defecto el correctivo al aceite.

3.2 Tipos de aceites aislantes. Existen dos tipos de aceites aislantes, los derivados del petróleo y los aceites artificiales clorados.

3.2.1 Aceites artificiales. Son llamados comúnmente askareles, son compuestos sintéticos no flamables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico solamente producen mezclas gaseosas no flamables. Por lo mismo son muy estables y difíciles de destruir siendo contaminantes ambientales y tóxicos, produciendo por contacto o inhalación de gases producidos, acné, disturbios intestinales, además, ictericia, afección al hígado y riñones, etc. Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y triclorobenceno. El problema principal del askarel en operación es el agua, ya que solo una pequeña porción (125ppm) se disuelve en el aceite; el resto flota sobre la superficie, la resistencia dieléctrica del askarel baja rápidamente conforme la concentración de humedad tiende a la saturación. Un arqueo severo, también reduce la resistencia dieléctrica de los askareles descomponiéndolos, el fluido se pone negro debido a las partículas de carbón. No es económico tratar de recuperar la calidad de un askarel que fue expuesto a un arqueo severo, por lo que debe ser desechado. Antiguamente, la única forma de deshacerse de él es ponerlo en tambores herméticos y enterrarlo a profundidad. Actualmente, se requieren permisos de la Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para su manejo y confinamiento.

3.2.2 Aceites derivados del petróleo. Básicamente son dos tipos de aceites, los de base naftenica que normalmente son los de importación y que proporcionan un aceite con características ideales, como su bajo punto de congelación para usarlos en lugares en donde la baja temperatura es un factor importante para la operación de un equipo eléctrico. El otro tipo es el parafínico que es la característica del aceite nacional. Hasta hace poco tiempo con solo determinar el tipo de básico indicaba ya la calidad de un aceite con esto se decía que el tipo de naftenico era de mejor calidad y por lo tanto se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de inferior calidad y solo podía usarse en equipo de bajo voltaje o en transformadores de distribución, pero actualmente se considera que es la forma de fabricación la que proporciona la calidad del aceite por lo que el análisis final del mismo es el que nos indicara si es o no adecuado para el equipo de que se trate. [10]

3.3 Pruebas de aceites aislantes. Con objeto de determinar la calidad de un aceite es necesario el efectuar análisis al mismo así como entender que se esta midiendo y que criterio seguir con los resultados obtenidos. La cualidad de un aceite aislante usado en equipo eléctrico ya sean transformadores de distribución, de potencia, de instrumentos y en los interruptores, es el de proveer un aislamiento eléctrico y un medio refrigerante adecuado o sea conducir el calor generado en el aparato y un medio de arrastre de las partículas que se forman durante el arqueo. Como aislante eléctrico tiene por fin evitar la fuga de electrones desde los conductores y se caracteriza por la escasez de electrones libres en su estructura física; se consideran como conductores de alta resistividad; ofrecen ventajas sobre los aislantes gaseosos por ser mas densos y por tanto ofrecer una resistencia mayor al paso de los electrones y también poseer una capacidad de calor que permita una mejor disipación siempre que cumpla con el requisito de viscosidad adecuada; así mismo y con respecto al papel y al cartón de celulosa que también se usan como aislamientos en los transformadores tiene la ventaja de ofrecer huecos los cuales siempre quedan sujetos a esfuerzos eléctricos altos que fomentan la ionización gaseosa y destruye a la celulosa. En los transformadores compactos de potencia y de alta tensión el aceite aislante resulta una parte integral del aislamiento.

Existen tres tipos de pruebas a realizarse a los aceites aislantes: pruebas físicas, químicas y eléctricas, las cuales están basadas en la American Society for Testing Materials (ASTM) y se enlistan a continuación:

3.3.1 Pruebas físicas.

1. Densidad
2. Viscosidad
3. Aspecto visual
4. Temperatura de inflamación e ignición
5. Color a.s.t.m
6. Temperatura de congelación
7. Análisis estructural
8. Tensión interfacial
9. Contenido de partículas

3.3.2 Pruebas químicas.

1. Numero de neutralización
2. Numero de saponificación
3. Punto de anilina
4. Contenido agua total
5. Contenido inhibidor
6. Cloruros y sulfatos
7. Azufre total
8. Azufre corrosivo

3.3.3 Pruebas eléctricas.

1. Tensión de ruptura
2. Factor de potencia
3. Tendencia a gasificación
4. Resistividad
5. Impulso eléctrico

De la relación de pruebas anteriores hablaremos solo de las más importantes y por consiguiente, las más utilizadas.

Pruebas físicas

3.3.1.1 Densidad (D-287). La densidad de un aceite es la relación del peso de un volumen dado del mismo, al peso de un volumen igual de agua. La densidad varia con la temperatura, de modo que se debe medir la misma y hacer la corrección correspondiente en tablas.

La prueba consiste en utilizar un aparato de vidrio que flota en el liquido llamado hidrómetro y que tiene una escala ínter construida, la cual se lee en la superficie del liquido. Un aceite más denso debería ser un aislante mejor y un refrigerante también mejor a excepción de nuevo que mostraría una variación más amplia de la viscosidad con la temperatura.

El uso de esta prueba es para identificación de la muestra, así como para la corrección de la tensión interfacial; con el resultado se puede determinar el tipo de origen del aceite, ya que el naftenico tiene valores entre 0.890 y el de tipo parafínico, con valores entre 0.840 a 0.860.

3.3.1.8 Tensión Interfacial (D-971). El deterioro de los aislantes se considera que se debe a los efectos de la oxidación o de la presencia de impurezas disueltas del material con el cual el aceite tiene contacto, también de contaminación externa. Esta prueba por lo tanto mide las impurezas polares solubles en los aceites capaces de orientarla en la cara aceite agua. Estas impurezas son portadoras potentes de electrones y por ello contribuyen o aun pueden ser la causa de la falla eléctrica del aceite. En teoría la tensión interfacial es la medición de la concentración bipolar en un líquido, aunque esta determinación no puede diferenciar entre los varios contaminantes.

Pruebas químicas.

3.3.2.1 Numero de neutralización (D-974). La prueba química mas importante y conocida es la del número de neutralización y es necesario el efectuarla en aceites nuevos o en usados; un aceite aislante nuevo es seleccionado entre otras cosas por su resistencia a la acción química.

En un aparato complejo como es un transformador y durante la vida normal del mismo de 10 a 15 años, el aceite puede reaccionar con las substancias con las que entra en contacto, el mas activo por supuesto es el oxigeno, el cobre también presente como catalizador, acelera la

reacción y el hierro también aunque en menor escala; como el aceite al quemarse deja solo una muy pequeña cantidad de ceniza, se puede decir que todos los hidrocarburos presentes son capaces de reaccionar con el oxígeno. La prueba de número o índice de neutralización es sencilla, un incremento en este índice puede ser una indicación de la condición del aceite. Se ha determinado que esta prueba sea básica, como la prueba de rigidez dieléctrica y es importante para la interpretación del estado del aislamiento en el transformador. También es de gran ayuda para la indicación del proceso de regeneración y reacondicionamiento de un aceite. En resumen el número de neutralización se utiliza para conocer el grado de eliminación de los ácidos nafténicos por filtrado en arcilla en la preparación de aceites neutros, mide el incremento de acidez orgánica durante la oxidación acelerada representa solo una quinta parte o menos de los ácidos totales formados, el resto queda presente en forma de éteres, jabones y peróxidos, que pueden ser medidos con los ácidos libres por el número de saponificación.

Otro problema de la presencia de ácidos es que forman jabones que aumentan la tolerancia de agua en el aceite, son catalíticos y aumentan el factor de potencia.

La especificación para aceite nuevo indica un valor máximo de 0.03 en aceites usados este valor varía de acuerdo al equipo de que se trate.

Procedimiento para realizar esta prueba

- Tomar aproximadamente 25 ml. de aceite a probar y se vierte en un matraz.
- Separadamente en otro recipiente, se mezclan 12.5 ml de éter y 12.5 ml de alcohol etílico.
- Efectuada esta mezcla, se vierte en el aceite.
- Se agita la mezcla conjunta y se le agregan 2 gotas de fenoltaleína.
- Posteriormente se agrega en una bureta hidróxido de potasio (KOH) con normalidad de 0.1 N, se debe verificar que el contenido de KOH en la bureta marque exactamente el cero de la escala.
- Se coloca el matraz con la mezcla debajo de la bureta y se le va adicionando lentamente KOH a la mezcla y se agita esta hasta obtener una coloración rojiza en el fondo de la mezcla vertida en el matraz.

- Después de haber notado el cambio de coloración, se suspende de proporcionar el KOH, y se observa el espacio dejado por el KOH. las divisiones obtenidas nos dan la lectura del volumen en ml de KOH.
- con los datos obtenidos se procede a la aplicación de la siguiente formula:

$$\frac{v \times n \times k}{p} = 0.1332V$$

donde:

v.= volumen de KOH en ml

n = normalidad del KOH = 0.1

p = peso de la muestra en gramos = 21.17

k = constante de ácido oleico = 28.2

Nota: la acidez se mide en (mg KOH)/ gr. Aceite

A continuación se presenta una tabla para comparar resultados del índice de acidez

de 0.00 a 0.10 (mg. KOH)/ gr. Aceite	Bueno
de 0.11 a 0.15	Regular
de 0.16 a 0.40	Malo
de 0.41 a 0.65	Muy malo
de 0.66 a 1.50	Extremadamente malo
mayor de 1.50	Inservible

Tabla 3.1 Valores de índice de acidez

En la práctica el índice de acidez se puede valuar a groso modo por medio de una inspección visual y olfato. Un aceite en buen estado es de color claro y de olor característico; en cambio un aceite ácido, su color es café oscuro y su olor es picante. Ejemplificamos lo anterior con la siguiente figura:



Fig. 3.1 Muestras de aceite aislante

3.3.2.4 Contenido de agua total (D-1533). Como se ha visto el agua es uno de los principales enemigos de los aceites aislantes. El método mas comúnmente usado en el de karl fischer, utiliza un reactivo compuesto de dióxido de azufre, piridina, metanol y yodo; un estándar de agua en alcohol es usado para calibrar el reactivo. La prueba se efectúa disolviendo la muestra de aceite en una mezcla de alcohol-cloroformo y titulado con el reactivo. El aparato para la determinación consta de dos partes: la celda esta provista de entradas para reactivo, muestra etc., el aparato puede detectar pequeñas diferencias en el contenido de agua; la principal dificultad de este método se basa en el muestreo, tanto en la forma de tomarla, como en la de obtener muestra representativa.

Otro método para la medición de humedad, en forma automática y continua dentro de un flujo constante de muestra es determinar el punto de rocío y luego por formulas y graficas obtener la concentración de agua.

La determinación de humedad es necesaria tanto en el producto final de la refinación, como en los aceites usados y en los procesos de regeneración y reacondicionamiento.

La especificación para aceptación de aceite nuevo indica 30 ppm como máximo.

El aceite para equipo nuevo antes de entrar en operación, debe tener una concentración mínima de agua, dependiendo del voltaje de operación del equipo.

• para equipos hasta 115 kv 115 ppm máximo
• para equipos hasta 220 kv 12 ppm máximo
• para equipos hasta 440 kv 10 ppm máximo

Tabla 3.2 Concentración máxima de agua

3.3.3.1 (D-877). Tensión de ruptura. Por definición de la tensión de ruptura eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es la más frecuentemente usada y es capaz de revelar dos cosas; la resistencia momentánea de una muestra de aceite al paso de la corriente y la relativa cantidad de agua libre, polvos lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

El aislamiento del equipo, depende de que tan grande es el poder de aislamiento, por esto si el aceite pierde su poder la tensión cae en el aislamiento primario.

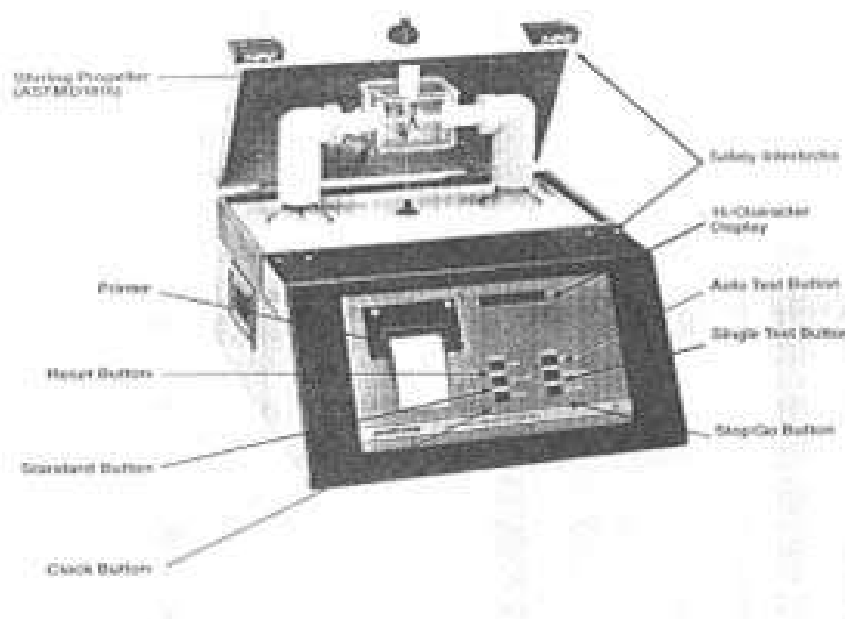


Fig. 3.2 Medidor de rigidez dieléctrica

Suponiendo que el aceite ha perdido alguna de sus habilidades para aislar, debido al agua, polvo, lodo o partículas conductoras suspendidas en el, es lógico que el algodón y el papel aislante sumergidos en el aceite sean igualmente afectados.

La tensión de ruptura de un aceite es un índice de buen manejo y uso del mismo. Para aparato con electrodos planos la especificación para aceite nuevo indica un valor de 30 kv mínimo, y para un aparato con electrodos semiesféricos el valor mínimo es de 35 kv.

Procedimiento para realizar esta prueba

1. Coloque aceite en la copa de prueba hasta el nivel indicado y déjelo reposar durante 3 a 5 minutos antes de efectuar la prueba. [9]
2. Efectué la prueba y repítala 5 veces y anote los resultados

El valor reportado debe hacerse de acuerdo al siguiente criterio:

- de los 5 resultados escoja el mayor y el menor.
- reste el menor del mayor, multiplique por 3 el resultado de la resta; si el producto obtenido es menor que el que le sigue en forma ascendente al valor menor de las 5 pruebas reportadas, haga el promedio de las 5 lecturas y reporte este resultado.
- si el producto obtenido es mayor que el que le sigue en forma ascendente al valor menor de las 5 pruebas reportadas, se debe efectuar la prueba a una muestra adicional, efectuándole 5 pruebas más.
- el resultado reportado será el promedio de las 10 lecturas.

Ejemplo 1:

Muestra no. 1 pruebas

- a) 30 kv
- b) 31 kv
- c) 35 kv
- d) 30.5 kv
- e) 32 kv

Valor máximo = 35 kv

Valor mínimo = 30 kv

Diferencia = 5 kv

Condición: $3 \times 5 = 15$ menor que 30.5

Por lo tanto, el resultado reportado será el promedio de las 5 lecturas de prueba = 31.7 kv.

Ejemplo 2:

Muestra no. 1 pruebas

a) 30 kv

b) 40 kv

c) 38 kv

d) 41 kv

e) 25 kv

Valor máximo = 41 kv

Valor mínimo = 25 kv

Diferencia = 16 kv

Condición: $3 \times 16 = 48$ mayor que 30

Por lo tanto es necesario tomar otra muestra

Muestra no. 2 pruebas

a) 23 kv

b) 32 kv

c) 37 kv

d) 42 kv

e) 35 kv

El resultado reportado será el promedio de las 10 lecturas.

Tensión de ruptura = 34.3 kv

Los valores obtenidos deben relacionarse con la siguiente curva, en la cual se muestran los valores correspondientes de tensión de prueba contra condiciones de humedad (en ppm) que existen en el aceite bajo prueba.

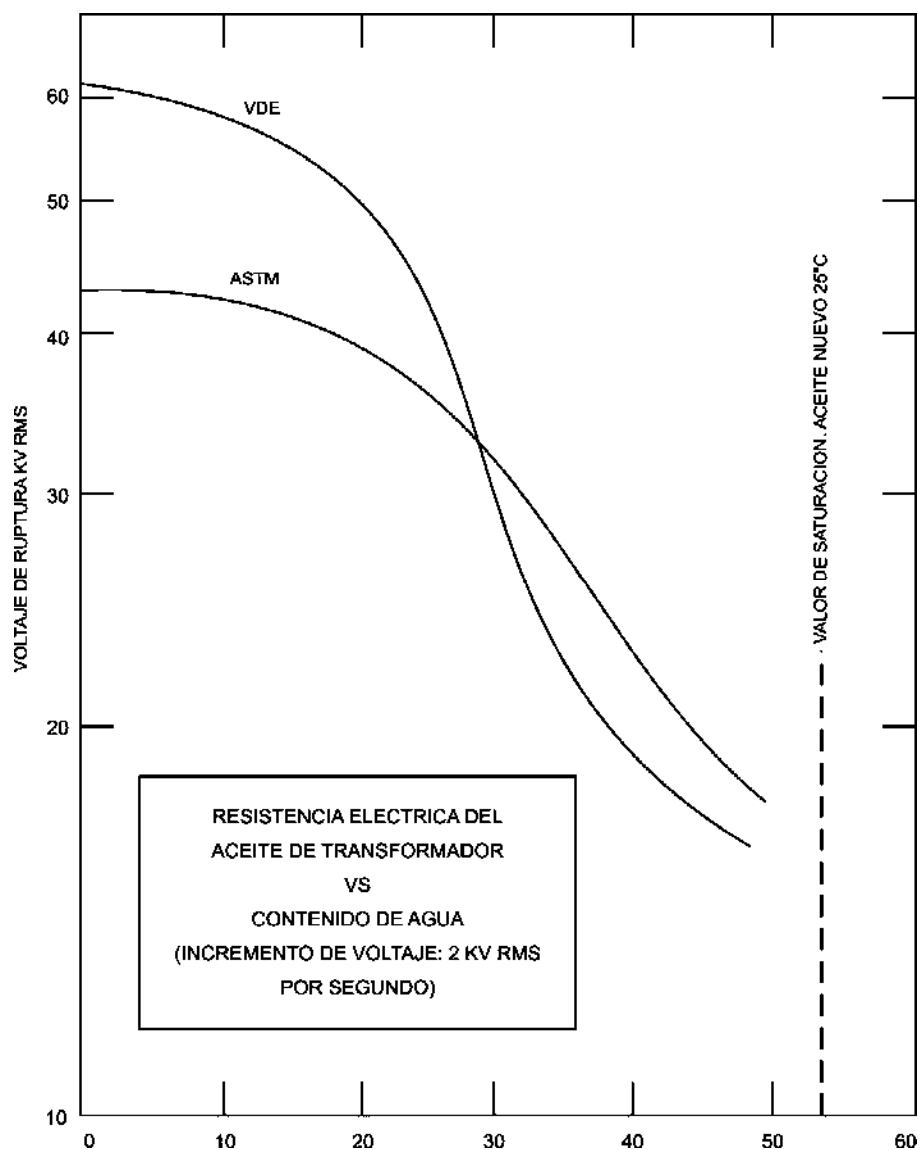


Fig. 3.3 Contenido de agua

El aparato de prueba consiste en un transformador que proporciona el voltaje con un regulador de voltaje apropiado, un voltímetro y una copa de prueba, ésta tiene dos terminales planas con una separación de 2.5 mm, la prueba se efectúa llenando la copa con aceite hasta

quedar sumergidos los electrodos, se aplica voltaje a una velocidad sostenida de 3 kv por segundo, hasta que el aceite entre los discos es perforado por el arco producido. Si una muestra muy sucia se analiza, la copa debe lavarse después con benzol y gasolina, luego se calienta para prevenir condensación de humedad del aire debido al enfriamiento por la evaporación del solvente. La condición de la copa puede ser checada corriendo una prueba con gasolina seca, la cual debe dar un valor en exceso de 32 kv. Una evaluación de un aceite en términos de resultados de pruebas dieléctricas, es bueno recordar que la rigidez dieléctrica de un aceite es un índice de buen manejo y uso del mismo.

El uso de electrodos esféricos también se ha generalizado, aunque esta determinación tiene varias dificultades; es muy difícil mantener una agitación constante y a la misma velocidad, la velocidad de incremento del voltaje es de 0.5 kv/segundos.

3.3.3.3 (D-924). Factor de potencia. Un requisito con que debe cumplir un buen aceite aislante es la ausencia de agua. Debe evitarse también otros compuestos de baja resistencia para evitar la degradación y la falla del aislante. El factor de potencia alto encontrando en aceites aislantes que se encuentran dentro de transformadores sellados se atribuye a la formación de pequeñas cantidades de compuestos que generan iones o que producen o que conducen electrones; en estos compuestos siempre se han encontrado partículas de cobre; la presencia de mercaptanos en el aceite que se usa en transformadores sellados, producen reacción con el oxido cuproso presente en toda la superficie de cobre formándose compuestos cuprosos soluble en el aceite y cantidades equivalentes de agua: esto eleva el factor de potencia.

Por lo mismo una de las condiciones para que el factor de potencia no se incremente es usar aceite no corrosivo.

El factor de potencia es una prueba para evaluar la condición del aceite y mide la perdida de corriente a través del aceite el cual mide la contaminación o deterioro del mismo, el factor depende de la acción bipolar y muchos contaminantes son polares y la naturaleza propia del aceite es no-polar.

La especificación para aceite nuevo es de 0.01% a 25 °C y 0.5% a 100°C.

Para aceites usados el criterio a seguir también varia de acuerdo al tipo y capacidad del transformador.

El incremento del factor de potencia de acuerdo a la temperatura no siempre es constante ya que los contaminantes del aceite son los que incrementan el valor a alta temperatura.

3.4 Muestreo de los aceites.

Recipientes para el muestreo. Se puede utilizar frascos de polietileno, vidrio u hojalata así como jeringas de vidrio de diferentes capacidades.

Los frascos de polietileno o de vidrio pueden ser con tapa de rosca con empaque o polietileno; se recomienda no utilizar corcho, debido a que se desprende parte de él en el aceite. No deben usarse tapones o empaques de hule porque con el tiempo contaminan el aceite. Los botes de hojalata con tapón de rosca, deben cerrarse bien utilizando empaque de lamina, estos recipientes soportan un trato mas rudo. Si se usa botes de lata, solamente deben emplearse aquellos que tienen costuras soldadas con fundente soluble en agua o en alcohol. Los recipientes para el muestreo deben ser de preferencia nuevos o lavados con tetracloruro de carbono o gasolina blanca o benceno.

Si se emplean recipientes de vidrio o de hojalata que hayan sido limpiados con otros solventes, es necesario lavarlos con agua y jabón y enjuagarlos con agua destilada, luego se deben secar durante una hora en la estufa u horno a 105 °C. Antes de secarse los recipientes deberán invertirse, para quitar el exceso de solvente y agua y luego colocarse en el horno, con la boca hacia arriba. Los tapones de rosca deberán ponerse con el lado que queda en contacto con el aceite hacia arriba.

3.4.2 Muestreo de aceites de aparatos eléctricos. Cuando se tomen muestras de aceite de transformadores, interruptores u otros aparatos eléctricos, deberán tomarse todas las precauciones, se considera que el 50% del correcto análisis depende de un buen muestreo; también deberá tenerse cuidado de obtener una muestra que represente lo mejor posible el aceite del fondo del tanque, que es lugar en donde se encuentra las condiciones mas criticas del liquido aislante.

En el caso de aceites sintéticos, como los derivados clorados (askareles); debido a su densidad mayor que el agua, la muestra deberá tomarse en la superficie, donde tienden acumularse las impurezas.

Los tanques de los equipos eléctricos, normalmente están provistos de conexión de drenaje o válvulas de muestreo, de las cuales puede hacerse fluir la muestra al recipiente. Antes del muestreo, para asegurarse de que este sea representativo, deberá dejarse correr el aceite a través de estas conexiones de drenaje o válvulas de muestreo, para asegurarse de que el aceite no será de la porción almacenada en la tubería. Por esta razón, la válvula y el tubo de drenaje deben ser lo suficientemente pequeños para que puedan ser vaciados adecuadamente, pero de tamaño tal, que de un flujo uniforme y evitar que se obstruyan por el sedimento, se recomienda un tubo de 1/4" diámetro con su válvula apropiada.

Cuando se añade aceite de repuesto a cualquier aparato eléctrico, como cuando se llena por primera vez, es necesario dejar transcurrir suficiente tiempo antes del muestreo para que se pueda obtener una muestra representativa. Cuando sea necesario obtener una muestra de equipo energizado, solo cuando las exigencias de servicio eviten el poner fuera de operación la unidad, podrá tomarse la muestra sin el requisito de dejar reposar el aceite durante el tiempo prescrito.

Algunos transformadores y otros aparatos eléctricos no tienen válvulas de drenaje o de muestreo, estos y otros equipos de mayor tamaño pueden muestrearse cuando no están en servicio mediante aparatos especiales; se puede aspirando la muestra de aceite del fondo del tanque por medio de un bulbo de goma conectado a un frasco y adaptado al mismo un tubo de plástico flexible que se introduce en el tanque del aparato.

3.4.3 Procedimiento de muestreo. Deberá tomarse una cantidad suficiente de muestra de acuerdo a las pruebas que se deben efectuar. Para un análisis completo se necesita al menos 4 litros de aceite. Para análisis cromatográfico de gases disueltos, se requieren 100 ml tomados con jeringa de vidrio. En análisis de gases totales se necesitan 50 ml tomados con jeringa

Las muestras de aceite no deben tomarse sino hasta que el aceite este, cuando menos, a la misma temperatura que el aire circundante, debido a que el aceite frío, puede condensar suficiente humedad de una atmósfera húmeda, pudiendo afectar seriamente sus propiedades aislantes y con ello dar resultados erróneos.



Fig. 3.4 Muestreo con jeringa para prueba de cromatografía de gases

Es conveniente no hacer el muestreo cuando la humedad relativa es superior al 75 % y nunca deberán tomarse muestras cuando llueve, así mismo deberá tenerse mucho cuidado de que al tomar la muestra, las manos no toquen el aceite ni tampoco las partes con las que el aceite entra en contacto como la boca del frasco o las partes interiores del mismo.

Debe tomarse como guía que la muestra debe estar libre de lodos, basura, sedimento y agua para que las pruebas estándar como tensión de ruptura, puedan efectuarse. Bajo estas condiciones el equipo de que se trate deberá de reportarse para que se le realice un mantenimiento de inmediato.

Como se dijo, los recipientes para el muestreo deben estar completamente limpios y aun así se deben enjuagar con el aceite que se va a analizar.

Previamente se purga la línea de muestreo limpiando cuidadosamente el extremo con estopa para no dejar residuos de la misma, a continuación se drena lo suficiente para obtener una muestra representativa. Se coloca el recipiente lo mas cerca posible del muestreo, cuidando de no permitir formación de burbujas, esto se obtiene dejando resbalar el aceite por

las paredes del recipiente o usando un tubo de neopreno o similar lo suficientemente largo para permitir que llegue al fondo del recipiente y desplazar el aceite.

Para el uso de jeringas se deben conectar a la válvula de muestreo con mangueras de tal forma que la muestra en ningún momento tenga contacto con el ambiente, en la punta de la jeringa se coloca previamente una válvula de 3 vías la cual permite drenar el aceite tanto del equipo eléctrico como del cuerpo de la jeringa hasta que la muestra se encuentre libre de burbujas.

3.4.4 Identificación de la muestra. Para un correcto análisis y un buen reporte es necesario colocar una etiqueta en el recipiente de la muestra con los datos suficientes para su identificación, así como para facilitar la interpretación de los análisis y sus conclusiones.

3.5 Procesos para la determinación de agua y gases disueltos en el aceite aislante. Con los procesos previos al llenado con aceite para los transformadores, se pretende que el aislante se encuentre libre de aire y de agua, contaminantes que casi siempre están en cantidades superiores a los límites de operación, aun en aceites recién obtenidos en la refinería. El contenido total de agua que se encuentra presente en el aceite, esta en forma libre o en solución; la solubilidad del agua en el aceite es una función de la temperatura. Para demostrar esto, a un aceite caliente el cual se encuentra saturado con agua se le enfría, parte de esta agua aparece como agua libre por lo que se forma una especie de niebla (llamada emulsión térmica), este aceite si nuevamente se calienta, esta niebla desaparece. En condiciones normales un aceite, en ausencia de agua libre, contiene menos agua en solución que su valor de saturación. El aire y otros elementos son solubles en el aceite (el termino soluble se usa en función del fenómeno físico de absorción del gas por el liquido). Básicamente la solubilidad del aire en el aceite depende principalmente de la presión absoluta a la presión atmosférica al nivel del mar, el contenido de aire y gases aproximadamente 11% en volumen aunque el aire y el agua en solución son invisibles en el aceite, los cambios de presión y temperatura pueden ponerlos en forma libre y son factores determinantes desde el punto de vista eléctrico, como ambos contienen oxígeno contribuyen a la oxidación del aceite y causan un cambio de condición formando ácidos y lodos (proceso que se acelera en presencia de catalizadores como el cobre) reduciendo su capacidad dieléctrica, haciéndolo inadecuado como aislante

eléctrico. Para una operación segura y confiable dentro del equipo eléctrico, es necesario reducir el contenido de agua en solución hasta una concentración tal que no aparezca como agua libre cuando la temperatura del equipo en operación descienda a su nivel más bajo; así mismo se debe eliminar, el aire y los gases hasta el punto en el cuál no salga de la solución cuando la presión baje también al mismo nivel.

Existen varios procesos para la eliminación del agua y los gases disueltos contenidos en el aceite, como lo son los siguientes:

3.5.1 Proceso de re-hervido. Una forma de eliminar el agua en el aceite es hervirlo a temperatura ligeramente superiores a la de ebullición del agua manteniéndola hasta permitir que dicha agua sea expulsada lentamente. A tales temperaturas el contenido del agua soluble aumenta rápidamente y en ese estado el agua no puede ser eliminada únicamente por la elevación de temperatura con este proceso el contenido de agua al final será superior a 700 ppm., además si en un momento dado alcanza temperaturas de 120 a 130 °C, debido a sobrecalentamiento, el aceite empieza a oxidarse o sea comienza a carbonizar perdiendo sus propiedades aislantes.

3.5.2 Proceso de desecantes de absorción. Los desecantes de absorción para la deshidratación se han usado muy poco. Estos desecantes eliminan también algunos aditivos e inhibidores del aceite. Requieren mucho tiempo de contacto siendo esta una de las limitaciones de su uso.

3.5.3 Proceso de filtro prensa. El filtro prensa consiste de una serie de láminas de papel secante con una porosidad adecuada para el filtrado, colocadas una después de otra, a través de los cuales pasa el aceite a presión. El filtro prensa mientras permite un alto flujo limpio no removerá el agua y tenderá a acercar el aceite, los papeles filtro rápidamente se saturan con agua y poco a poco se van destruyendo con los sedimentos causando una contrapresión y con ello una deducción de la capacidad de filtrado. Así mismo, se pueden desprender fibras de papel y ser arrastradas por el aceite. Para obtener una operación satisfactoria los papeles filtro se deben cambiar con frecuencia aunque esto es un inconveniente ya que el aire que lleva el

papel es absorbido por el aceite además, es difícil determinar cuando un papel esta realmente saturado.



Fig. 3.5 Filtro prensa

3.5.4 Proceso de centrifugación. Los separadores centrífugos, aprovechando la diferencia de pesos específicos, separan el agua libre y los sólidos en suspensión del aceite haciéndolos girar a gran velocidad. Sin embargo mediante la centrifugación se removerán únicamente los sólidos en suspensión y parte del agua libre obteniéndose a la salida un aceite con mayor contenido de agua en solución que cuando entró.

3.5.5 Proceso de desgasificación y deshidratación. Este proceso es hasta la fecha el más eficiente por medio de un abatimiento de la presión absoluta y eventual calentamiento del aceite es posible eliminar prácticamente toda el agua y los gases contenidos en el mismo. Aunque de acuerdo a experiencias, el elevar la temperatura para deshidratar y desgasificar aceite puede ser negativo, ya que provoca oxidación prematura disminuyendo la vida útil del aislante aun cuando las condiciones iniciales del mismo se encuentran dentro de especificación, por lo tanto, es muy recomendable tratarlo a temperatura ambiente.

La presión absoluta necesaria para el tratamiento del aceite aislante depende de las características deseadas, como valores límites, a partir de la cantidad de agua y aire inicial en el aceite el equipo de tratamiento debe garantizar el obtener una presión absoluta abajo del punto de ebullición de agua.

Existen otros factores que impiden la eliminación completa del agua que son: presión hidrostática y tensión artificial, por medio de agitación se puede vencer la presión hidrostática, llegando el agua desde el seno del aceite en donde se encuentra hasta la superficie del mismo y la tensión superficial se rompe bajando la presión absoluta hasta que el valor de agua tenga un volumen necesario para que la diferencia de densidades sea tal que el agua se libere en forma de vapor.



Figura 3.6 Equipo de desgasificado y deshidratado

Un equipo de desgasificación y deshidratación para aceite aislante consta de:

- cámara desgasificadora hermética.
- sistema de bombeo de alto vacío.
- soplador.

- bomba de alto vacío.
- sistema de enfriamiento.
- tablero de control.
- calentadores eléctricos.
- filtros especiales.
- bomba de alimentación de aceite sin tratar.
- bomba de descarga de aceite tratado.
- válvulas manuales y automáticas.
- medidor totalizador de flujo.
- manómetros de presión y vacío.

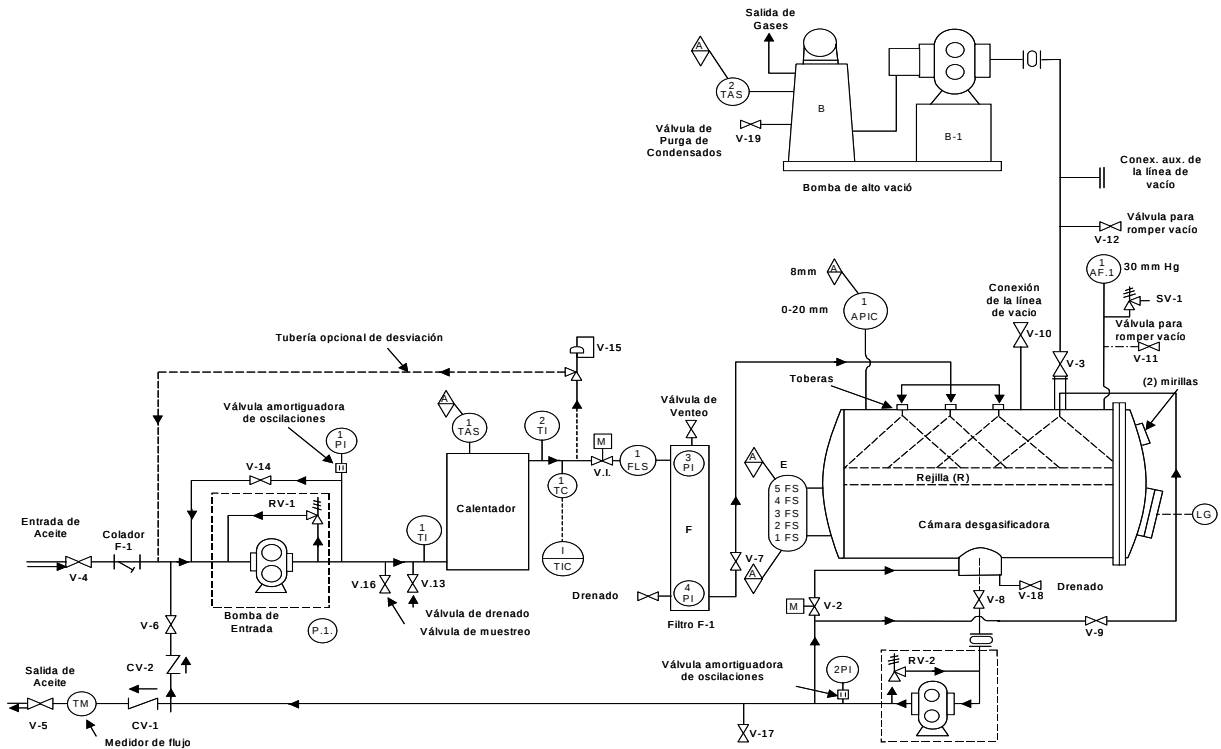


Fig. 3.7 Proceso de desgasificado de un aceite aislante

De preferencia el equipo estará montado sobre una base común. La cámara desgasificadora deberá estar constituida de acero al carbón y diseñada especialmente para trabajar al alto vacío, contara con indicador de presión absoluta, válvula de seguridad, válvula

de control y válvula de rompimiento de vacío. El sistema de filtrado será de cartucho intercambiables diseñado para retención de partículas hasta de 0.5 micrómetros de dimensión máxima.

El tratamiento consiste en succionar el aceite por medio de una bomba de succión "P.1.", a la descarga se encuentra la línea de muestreo de aceite sin tratar en seguida pasa a través de los calentadores eléctricos, en donde se eleva la temperatura del aceite a la necesaria, aunque de preferencia no deben usar estos calentadores por las razones dichas anteriormente, en seguida se pasa el aceite a través del filtro "F-1", con objeto de eliminar impurezas, de ahí se pasa a los difusores en donde se atomiza dentro de la cámara de vacío en donde por medio del sistema de vacío se mantiene la presión absoluta necesaria de la cámara de vacío en donde se mantiene el nivel adecuado, se saca el aceite por medio de la bomba de descarga hacia el medidor de flujo, en la descarga de la bomba se tiene la línea de muestreo de aceite tratado para finalmente regresarlo al transformador.

Normalmente con un buen equipo con solo un paso de aceite se obtienen las características deseadas pero mediante análisis (contenido de agua y de gases) se determina si es necesario continuar el tratamiento.

De acuerdo a experiencias solo tres vueltas completas al aceite contenido en un transformador, es suficiente para la obtención de resultados satisfactorios; con más de 5 vueltas al aceite empieza la degradación, cambiando de color (traslucido a amarillo) después aumentando los valores de estabilidad a la oxidación, disminuyendo la vida útil del aceite en forma considerable.

3.6 Manejo y almacenamiento de los aceites aislantes. El aceite aislante normalmente no se utiliza inmediatamente después que ha finalizado su refinación, sino que pasa por operaciones de almacenajes, llenado de recipientes para su traslado a otros lugares, el transporte en si, y vaciado ya sea al equipo eléctrico u otros recipientes de almacenamiento.

Por lo tanto, si la refinación y acabado del aceite son de buena calidad pero al contrario las operaciones posteriores de almacenamiento y manejo son llevados a cabo en forma inadecuada el aislante puede contaminarse, esto provoca en el aceite una disminución en su capacidad como dieléctrico y puesto que esta característica es una condición muy exigente en el equipo eléctrico, deben extremarse medidas de protección en cuanto a su almacenamiento,

transporte y manejo pues de ellos depende que el aceite se conserve en optimas condiciones. La prevención contra contaminación es básicamente un asunto de sentido común y ninguna preocupación razonable debe ser desdeñada.

El almacenamiento en tanques debe hacerse si estos están limpios y secos, estén equipados con respiraderos y drenes además de que su pared interior sea recubierta con pintura resistente al aceite para evitar la corrosión. Si el almacenamiento es de tiempo corto hasta tres meses pueden instalarse respiraderos con algún material deshidratante (silica, gel u oxido de aluminio) en tanques sellados para limitar la entrada de humedad.

Las bolsas de neopreno pueden usarse tanto para almacenamiento a corto y largo tiempo, teniendo la precaución de efectuar pruebas periódicas de evaluación. Debe tenerse cuidado para asegurarse que estas bolsas estén limpias y drenadas de residuos de aceite antes de llenarlas.

Es común también el almacenamiento en tambores, sobre todo en Comisión Federal de Electricidad es el procedimiento mas usado, en este caso debe hacerse bajo techo de preferencia fuera del temporal y no expuestas a cambios bruscos de temperatura. Los tambores deben almacenarse por encima del nivel del piso e invertirlos de manera que el tapón quede en la parte inferior o de preferencia en forma vertical, de tal forma que el tapón quede hacia abajo. [6]

Si bien el aceite normalmente arde alrededor de los 150 a 160 °C, debe recordarse que bajo condiciones anormales pueden alcanzarse esas temperaturas en los alrededores del almacenamiento, por lo tanto debe tenerse precaución contra incendios. La mejor manera de extinguir un fuego es sofocar las flamas bloqueando la entrada de aire nuevo. Los extinguidores químicos para fuego son efectivos pero no debe usarse agua a menos que sea aplicada por una esprea atomizadora especial.

Para el transporte son utilizados camiones pipa, tambores y es posible en distancias relativamente cortas, el transporte en bolsa de neopreno fuertemente atada a un camión, evitando así el excesivo movimiento del aceite. Los camiones pipa deben estar bien sellados y el tanque debe ser de aluminio o acero inoxidable para evitar oxidación. Para transporte en tambores estos deben ir en posición invertida u horizontal cubiertos con una lona o transportados bajo techo.

Se recomienda muy especialmente que nunca se lleve a cabo una operación de llenado de tambores si el cielo no esta despejado. Estas mismas condiciones deben conservarse cuando se vacíen los tambores ya sea a una bolsa de neopreno o a un tanque de almacenamiento. En la operación de llenado de aceite debe cuidarse que las tuberías y mangueras utilizadas estén perfectamente limpias y sean de material que no lo ataque el aceite.

4 PRUEBAS ELECTRICAS A TRANSFORMADORES

4.1 Introducción. Las pruebas eléctricas a transformadores nos proporcionan información sobre el estado físico del equipo y en base a esta, se determinan los servicios de mantenimiento preventivo o correctivo; en este capítulo conoceremos las pruebas eléctricas básicas para transformadores así como el manejo de los equipos que se requieren para realizar estas pruebas, las cuales se enlistan a continuación:

- a) Relación de transformación
- b) Resistencia de aislamiento en devanados.

4.2 Prueba de relación de transformación (t.t.r.). Esta prueba significa “transformer turn ratio” y el equipo de prueba está diseñado para hacer mediciones de relación de transformación en transformadores de potencia y distribución, auto transformadores y reguladores de voltaje, en tipos, tamaños y voltajes diferentes. [7]

El t.t.r no es aplicable en la medición de relación de transformación mayor de 130, como en el caso de transformadores de potencial, de corriente y algunos transformadores de distribución. El ttr es un instrumento práctico y preciso para analizar las condiciones de transformadores en los siguientes casos:

- medición de relación de transformación de equipos nuevos, reparados o re-embobinados.
- identificación y verificación de terminales, derivaciones (tap's) y sus conexiones internas.
- determinación y comprobación de polaridad y continuidad.
- pruebas de rutina y detección de fallas incipientes.

También es un valioso auxiliar en los siguientes casos:

- Determinación de las condiciones reales del transformador después de la operación de protecciones primarias tales como: diferencial, bucholz, fusibles de potencia, etc.

- Identificación de espiras en corto circuito.
- En la investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores (por métodos suplementarios).

4.2.1 Descripción del equipo. El equipo ttr esta formado básicamente por un transformador de referencia con relación ajustable desde 0 hasta 130, una fuente de excitación de corriente alterna, un galvanómetro detector de cero corriente y un juego de terminales de prueba, todo esto contenido en una misma caja metálica o de fibra con un peso aproximado de 14 kg., como se ilustra:



Fig. 4.1 Equipo de medición t.t.r.

El t.t.r. consta de los siguientes elementos:

1. Generador.
2. Transformador de referencia.
3. Selectores (s1, s2 y s3).
4. Selector no. 4.

5. Detector.
6. Instrumentos de medición.
7. Terminales

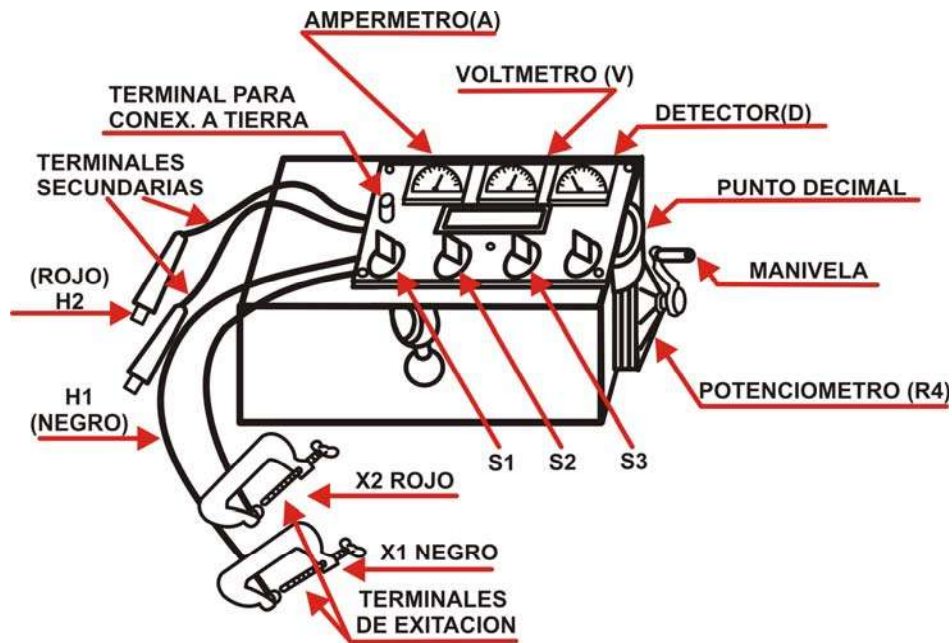


Fig. 4.2 Partes del t.t.r

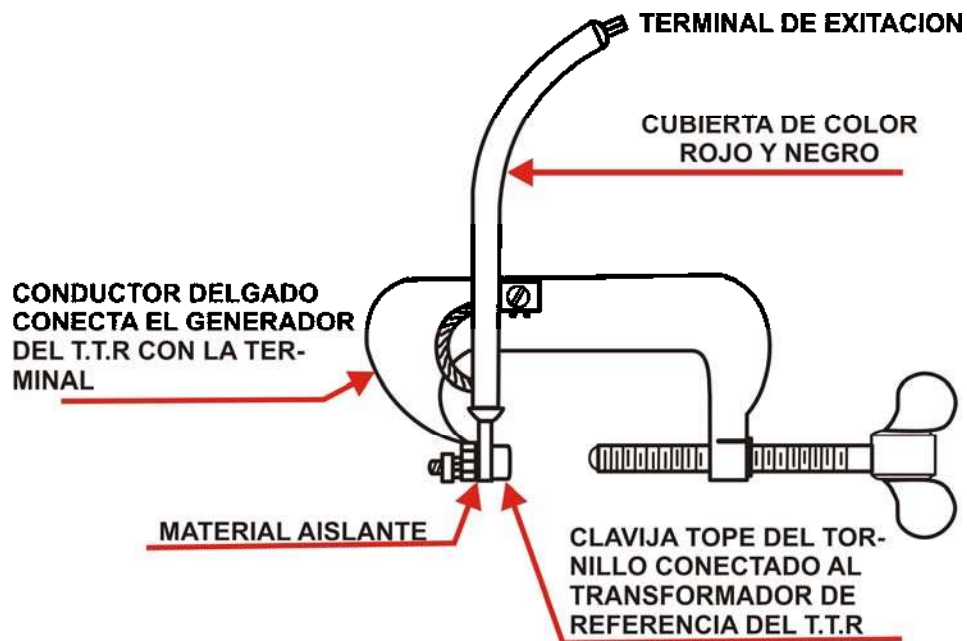


Fig. 4.3 Terminal de excitación

4.2.2 Procedimiento de prueba.

4.2.2.1 **Determinación de polaridad.** Obtener la prueba de relación de transformación en un transformador, se deberá proceder en el orden siguiente:

- Asegurese que el transformador que se va a probar se encuentra completamente desenergizado, verificando en el campo que tanto interruptores como cuchillas de cada uno de los circuitos conectados a los devanados del transformador se encuentran en posición abierta. Las terminales conectadas a tierra pueden dejarse conectadas si se desea.
- Si el transformador bajo prueba se encuentra cerca del equipo energizado con alta tensión, aterrice una terminal de cada uno de los devanados, así como también el ttr utilizando su terminal de puesta a tierra.

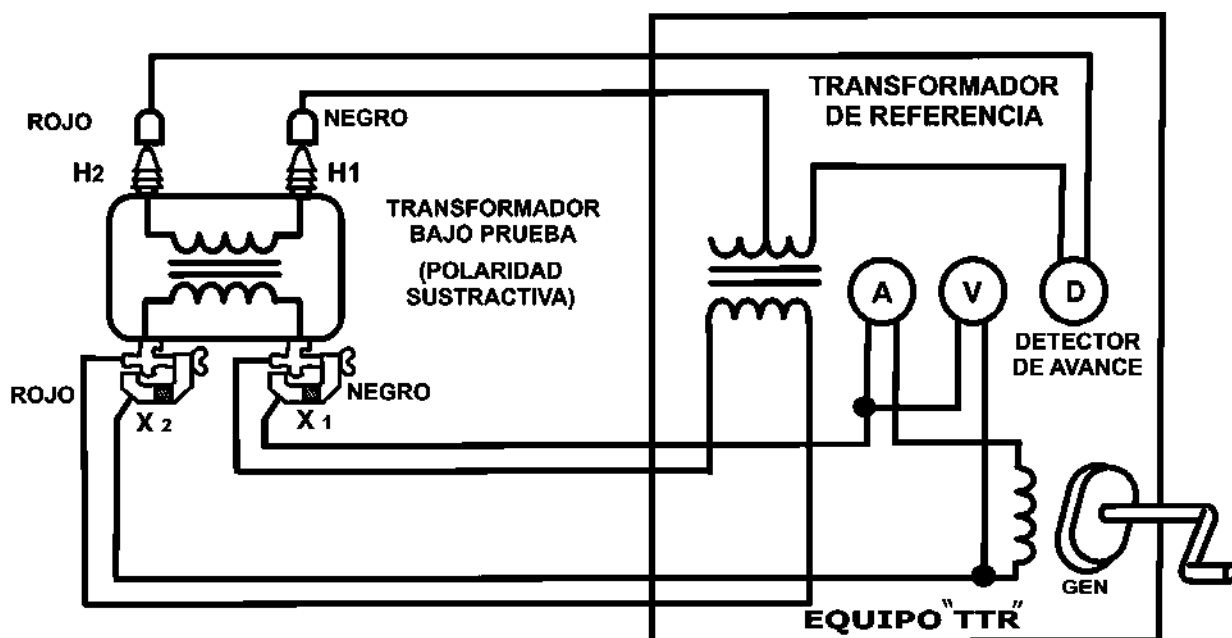


Fig. 4.4 Conexiones básicas del t.t.r.

- c) Conecte las terminales de excitación x1 y x2 al devanado de motor tensión de los dos que van a ser comparados. Conecte la terminal secundaria h1 a la terminal de mayor voltaje que corresponda a x1 como se indica en la figura 4.4. Conecte la terminal h2 a la otra terminal de mayor voltaje. Cuando ambos devanados estén conectados a tierra en una de sus terminales, conecte las terminales x1 y h1 (negras) a los puntos aterrizados.
- d) Coloque los selectores de ttr en ceros y gire la manivela del generador 1/4 de vuelta. Si el galvanómetro se deflexiona hacia la izquierda, la conexión del transformador es substractiva, las terminales h1 y x1 (negras) se conectaran a las terminales de la misma polaridad, igualmente h2 y x2.
- e) Si el galvanómetro se deflexiona hacia la derecha cuando el transformador ha sido conectado y probado como se indicó anteriormente, entonces la polaridad es aditiva y será necesario intercambiar las terminales h1 y h2 para conectar correctamente el ttr. Esto es, que las terminales del mismo color deben ir conectadas a los bornes de la misma polaridad.
- f) Una vez que el ttr ha quedado conectado al transformador, coloque los selectores en una lectura de 1,000 y lentamente gire la manivela, observe el galvanómetro, la aguja deberá deflexionarse hacia la izquierda, simultáneamente observe el amperímetro y el voltmetro. Si la aguja del amperímetro se deflexiona a plena escala mientras que en la aguja del voltmetro no se aprecia deflexión alguna, esto es una indicación de que el transformador esta tomando mucha corriente de excitación. Además, notara que la manivela resulta mas difícil de girar, hay razón para sospechar de un corto circuito involucrando una gran parte de flujo, verifique sus conexiones asegurándose que las terminales de excitación no están en corto, trate de obtener el balance del galvanómetro, si resulta imposible de obtener, se tratara de un condición anormal.

Normalmente la aguja del amperímetro indicara valores altos y la del voltmetro se deflexionara ligeramente durante los ajustes preliminares. El voltaje de generación se ira incrementando hasta 8 volts conforme se obtenga el balance del galvanómetro. Las lecturas del amperímetro irán disminuyendo dado que la carga del secundario se reduce a cero en el punto de balance.

4.2.2.2 Balance. Si el transformador ha sido conectado como se indico anteriormente y el galvanómetro se deflexiona hacia la izquierda, el balance se puede realizar.

Precaución: No gire la manivela si alguien esta tocando las terminales secundarias del ttr. En relaciones de transformación grandes, se tienen voltajes del orden de 1,000 volts en el secundario al excitarse con 8 volts el primario del ttr.

Gire el primer selector un paso en el sentido de las manecillas del reloj, gire la manivela del generador 1/4 de vuelta, observe el galvanómetro. Si aun se deflexiona hacia la izquierda, continúe girando el selector en el sentido de las manecillas del reloj hasta que finalmente en uno de los pasos, observe que el galvanómetro se ha deflexionado hacia la derecha, mientras tanto, continúe girando la manivela, regrese un paso al selector, el galvanómetro se deflexionará hacia la izquierda, continúe con el mismo procedimiento en el segundo y tercer selector, luego proceda con el cuarto selector (potenciómetro) girándolo lentamente en el sentido de giro de las manecillas del reloj hasta que las deflexiones del galvanómetro sean pequeñas; mientras continúe girando lentamente la manivela del generador. Ahora incremente su velocidad hasta obtener una lectura de 9 volts, en ese momento ajuste el cuarto selector hasta que la aguja del galvanómetro no muestre deflexión fuera de la marca central de balance.

4.2.2.3 Lectura de la relación. Una vez incluidos los puntos del inciso anterior, la relación de transformación se puede leer directamente de las carátulas de los selectores. Después de haber obtenido el balance, anote las cantidades indicadas por los dos primeros selectores (s1 y s2). Coloque enseguida el punto decimal, posteriormente anote las lecturas del tercero y cuarto selector.

Nota: En el cuarto selector, las lecturas inferiores al valor de 10 deberán anotarse con un 0 al frente para conservar el valor real. Por ejemplo: una lectura de once divisiones deberá anotarse 11, pero una lectura de 7 deberá anotarse 07. El numero de dígitos que son significativos en una prueba de t.t.r. depende de la precisión requerida, en la mayoría de los casos, el error no excederá el 0.8%. Las lecturas se pueden redondear con tres decimales.

4.2.2.4 Condiciones anormales. Cuando no se puede obtener el balance con las indicaciones descritas anteriormente, existen dos caminos a seguir:

a) Si el transformador bajo pruebas es de características similares a otro probado anteriormente y en este no se logra obtener el balance, el problema puede considerarse normalmente como un cortocircuito o un circuito abierto en los devanados probados. Una corriente grande de excitación y un voltaje de generación bajo, son indicativos de un cortocircuito en uno de los devanados. Las espiras en corto circuito en un transformador bajo prueba, producen una componente de carga en la corriente primaria del transformador y esto afecta a la distribución del flujo y consecuentemente el flujo por vuelta. El numero de espiras en corto circuito junto con su resistencia, reactancia y localización contribuyen a la desviación de la corriente primaria normal a la relación de transformación, en casos extremos la corriente primaria se incrementa sobrecargando el generador del t.t.r., cuando esto ocurre es imposible lograr el balance y deberá seguirse un procedimiento alternativo de excitar el devanado de alto voltaje y utilizar el devanado de bajo voltaje como secundario.

Si esto se hace, la relación resultará menor que 1.0 y es apreciado llamarle relación inversa de vueltas, porque el termino relación de vueltas significa la relación de alto voltaje a bajo voltaje y siempre es mayor que la unidad. El t.t.r. indicara en estas condiciones la inversa de la relación de vueltas, considerando esta prueba de poca precisión.

b) Cuando se tienen corriente y voltaje de excitación normales pero sin deflexión en el galvanómetro, es indicativo de un circuito abierto. Es posible determinar cual de los dos devanados se encuentra abierto. Desconecte las dos terminales secundarias h1 y h2 . abra una de las mordazas de excitación (x) e inserte una pieza de fibra aislante entre la terminal del transformador y la pieza que es tope del tornillo, la cual va conectada al cable grueso que conecta al transformador de referencia del t.t.r., apriete el tornillo nuevamente contra el borne del transformador bajo prueba, gire la manivela del generador. Si el primario esta abierto (devanado de baja tensión del transformador bajo prueba) no se tendrá indicación de corriente en el amperímetro indica una corriente de excitación normal, se puede concluir que el secundario se encuentra abierto, o sea, el devanado de alta tensión del transformador bajo prueba.

4.3 Resistencia de aislamiento (megger). La resistencia de aislamiento se define como la resistencia (en megaohms) que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo, como referencia se utilizan los valores de 1 a 10 minutos.

4.3.1 Índices de absorción y polarización. La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la misma prueba. A la relación de 60 segundos a 30 segundos se le conoce como índice de absorción y a la relación de 10 minutos a 1 minuto como índice de polarización.

El índice de polarización es muy útil para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de transformadores y es indispensable que se obtenga justamente antes de efectuar una prueba de alta tensión.

4.3.2 Factores que afectan la prueba de resistencia de aislamiento. A menos que las mediciones de resistencia y absorción dieléctrica se lleven a cabo con un alto grado de habilidad, se presentaran fluctuaciones importantes provocadas por varios factores. Cada uno de estos factores pueden ser causa de grandes errores en la medición de la resistencia de aislamiento, los cuales no deben considerarse como problemas del aparato de medición.

- a) Efecto de la condición de la superficie del aislamiento.
- b) Efecto de la humedad.
- c) Efecto de la temperatura.
- d) Potencial de prueba aplicado.
- e) Efecto de la carga residual.

Básicamente existen cuatro formas de medir la resistencia de aislamiento:

- a) Mediante un ohmímetro (megger) de indicación directa.

- b) Mediante un voltmetro y un amperímetro utilizando una fuente de potencial de corriente directa.
- c) Mediante un voltmetro y una fuente de potencial de corriente directa.
- d) Mediante un puente de resistencia con batería y galvanómetro auto contenido.

El megger ha sido el instrumento estándar para la verificación de la resistencia de aislamiento. Existen básicamente tres tipos de instrumentos, los accionados manualmente, los accionados por motor y los de tipo rectificador.

El primer tipo es satisfactorio para efectuar pruebas de tiempo corto, pero no es recomendable para las pruebas rutinarias de absorción dieléctrica; puesto que es difícil mantener la velocidad adecuada durante los 10 minutos que dura esta prueba. Para este fin deberán usarse cualquiera de los otros dos tipos. Como el valor de la resistencia de aislamiento varia con el voltaje aplicado, es importante que el instrumento de prueba tenga suficiente capacidad para mantener su voltaje a su valor nominal constante durante los 10 minutos de prueba; por esta razón algunos de los aparatos pequeños no son aptos para efectuar pruebas en los transformadores que toman una corriente de absorción grande. Se recomienda usar un mismo instrumento para efectuar las pruebas periódicas en el equipo, ya que las diferencias en las características de salida pueden afectar las curvas de absorción dieléctrica, especialmente en los valores iniciales.

4.3.3 Principio de operación. Aun cuando existe una gran variedad de instrumentos para la medición de la resistencia de aislamiento, puede decirse que la gran mayoría utiliza el elemento de medición de bobinas cruzadas cuya principal característica es que su exactitud es independiente del voltaje aplicado en la prueba.

El megometro consiste fundamentalmente de dos bobinas designadas como a y b (figura 4.5) montadas en un sistema móvil común con una aguja indicadora unida a las mismas y con libertad para girar en un campo producido por un imán permanente en el caso de megger el sistema esta sustentado en joyas soportadas en resortes y esta exento de las espirales de control que llevan otros aparatos como los amperímetros y voltmetros.

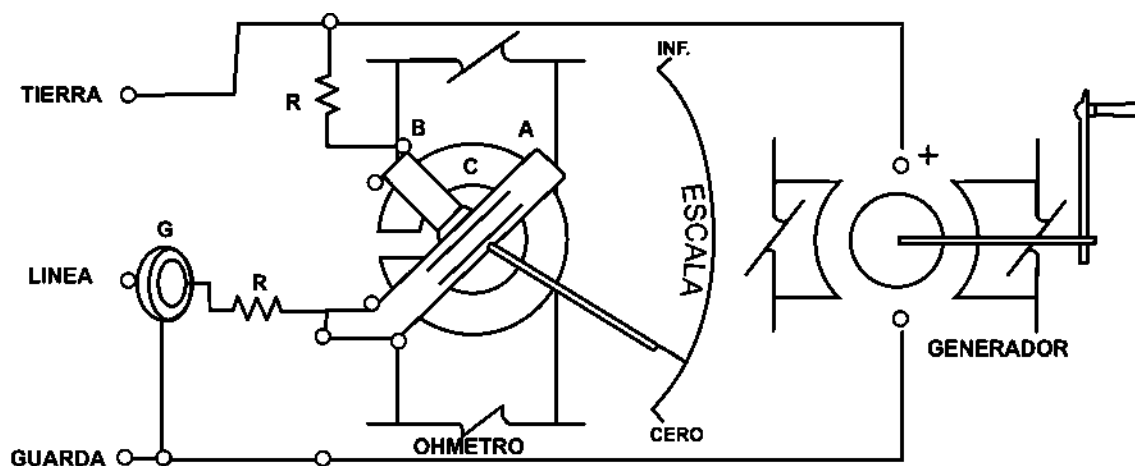


Fig. 4.5 Diagrama elemental del Megger

La alimentación de señal a las bobinas se efectúa mediante ligamentos conductores que ofrecen la mínima restricción posible, de tal forma, que cuando el instrumento está nivelado y no se le está alimentando corriente, la aguja indicadora flotará libremente pudiendo quedar en reposo en cualquier posición de la escala.

Adicionalmente al elemento de medición, el megohmmetro tiene un generador de corriente directa accionado manualmente o mediante un motor el cual proporciona el voltaje necesario para efectuar la medición. La bobina deflectora "A" está conectada en serie con una resistencia de serie "R", quedando la resistencia bajo prueba conectada entre las terminales línea y tierra de aparato. Las bobinas "A" y "B" están montadas en el sistema móvil con un ángulo fijo entre ellas y están conectadas en tal forma que cuando se les alimenta corriente, desarrollan pares opuestos y tienden a girar el sistema móvil en direcciones contrarias, por lo tanto, la aguja indicadora se estabiliza en el punto donde los dos pares se balancean, cuando el aislamiento es casi perfecto o cuando no se conecta nada a las terminales de prueba no habrá flujo de corriente en la bobina "A". Sin embargo por la bobina "B" circulará un flujo de corriente y por tal razón girará en contra de las manecillas del reloj hasta posicionarse sobre el entrehierro en el núcleo de hierro "C". En esta posición la aguja indicadora estará sobre la marca del infinito.

Con las terminales de prueba en cortocircuito fluirá una corriente mayor en la bobina a que en la bobina “B”, por tal motivo un par mayor en la bobina a desplazara el sistema móvil en sentido de las manecillas del reloj hasta posicionar la aguja indicadora en el cero de la escala.[4]

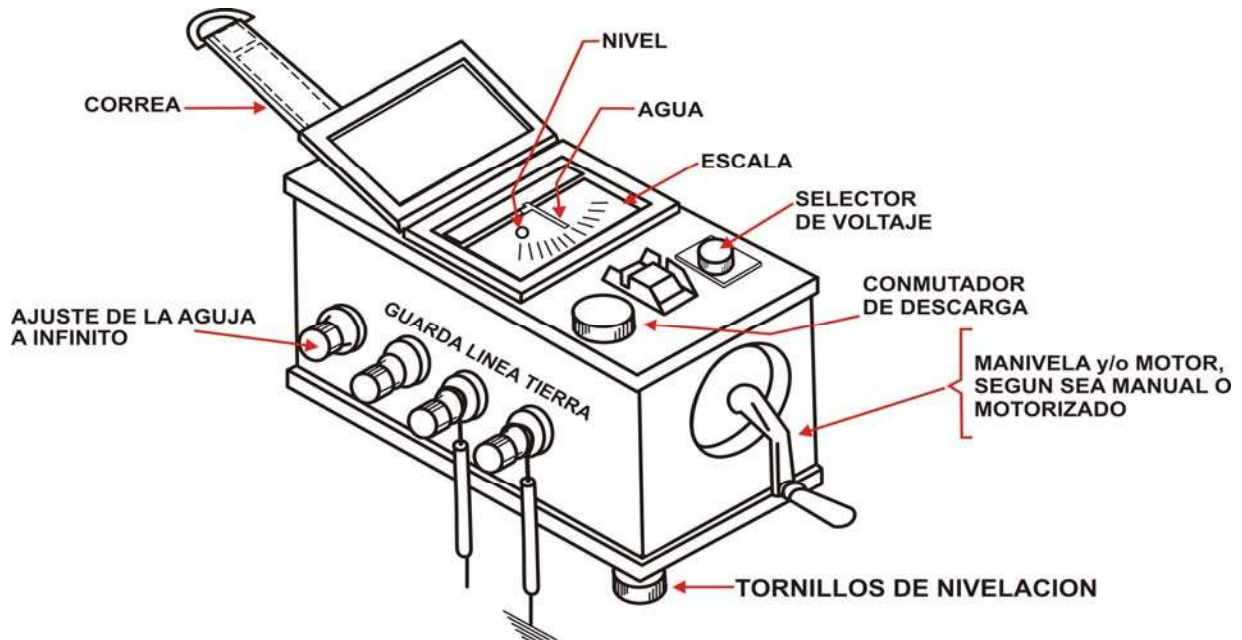


Fig. 4.6 Partes del Megger

4.3.4 Instrucciones generales para uso del megger

- No debe usar un probador cuyo voltaje en terminales sea superior al que se considera seguro aplicar al equipo que se va a probar. Se sugieren los siguientes valores como seguros o normalmente permisibles.

voltaje nominal del aparato medidor	voltaje nominal de corriente alterna del equipo que se va a probar
100 y 250 volts hasta 100 volts.	Incluye algunos tipos de señalización y control
500 volts	de 100 volts en adelante
1000 volts	de 400 volts en adelante
2500 volts	de 1000 volts en adelante

Tabla 4.1 Voltaje de aplicación de la prueba

De hecho estos valores representan un margen seguro ya que el equipo se fabrica de un grado de seguridad considerable.

- b) Coloque el instrumento de una base firme bien nivelada.
- c) Si el aparato es de voltaje múltiple gire al selector de voltaje hasta el valor que se requiere para efectuar la prueba.
- d) Verifique el infinito del aparato operando manualmente la manivela a la velocidad normal en los meggers manuales o poniendo en operación el motor o rectificador en los accionados por motor a los de tipo rectificador. En caso de que el instrumento tenga switch de descarga colocarlo en la posición prueba.



Fig. 4.7 Equipo de medición de aislamiento “Megger”

Mientras se verifica el infinito gire el ajustador del índice hacia uno u otro lado hasta que la aguja indicadora se estacione sobre la marca del infinito.

- e) Con el objeto de evitar errores introducidos por el aislamiento de los cables de prueba, de ser posible conviene usar alambre de cobre desnudo.
- f) En caso de que se haga necesario usar cables aislados deberá seleccionarse unos de alta calidad y duración. Se recomienda usar cables de un solo conductor calibre 14 awg, con aislamiento de hule natural resistente al aceite. La superficie exterior debe ser lisa

sin cubierta trenzada y se deben evitar los empalmes. Cuando se efectúan pruebas con megger de alto rango, se requiere usar el cable de prueba blindado en la terminal de línea y conectar su blindaje a la terminal de guarda, para evitar medir la corriente de fuga en las terminaciones a través del aislamiento de cable.

- g) Después de conectar los cables de prueba al aparato y justamente antes de conectarlos al equipo que se va a medir es necesario probar estos cables, para ello se opera el aparato y se verifica que la aguja indicadora alcance el infinito. No trate de corregir las pequeñas desviaciones provocadas por las ligeras corriente de fugas de los cables de prueba, previamente el ajustador de índice los instrumentos de alto rango enseguida conecte entre si las terminales de los cables, la prueba (línea-tierra) y observe si la aguja se va hacia cero, verificando con ello que los cables no están abiertos.
- h) Asegurese que el equipo se va a probar no esta energizado y aterricelo durante 10 minutos para eliminar toda carga capacitiva que pueda afectar la medición.
- i) Tome nota de las componentes que intervienen adicionalmente al equipo que se va a probar de preferencia en una hoja o formato preestablecido.
- j) Conecte adecuadamente las terminales de prueba al equipo que se va a probar, opere el aparato, gire en caso de que exista el switch de descarga a posición de test y tome la lectura o lecturas de los tiempos requeridos, anotando los resultados en la hoja de prueba correspondientemente.
- k) Al terminar la prueba ponga fuera de servicio el instrumento regrese el switch de descarga a posición discharge y aterrice nuevamente la parte del equipo probado durante un tiempo cuando menos igual al tiempo de la prueba. Con el switch de descarga en posición discharge se completa, a través de conexiones internas del instrumento, un circuito de descarga para la parte probada.
- l) Registre la temperatura del equipo bajo prueba, anotándolo en la hoja de la prueba correspondiente.

4.3.5 Medidas de seguridad al utilizar el megger. Antes de retirar cualquier equipo para efectuar pruebas, se deberá contar con la libranza respectiva por parte del propietario o compañía suministradora. Se deberán tomar las preocupaciones necesarias para asegurar que no se puede energizar el equipo bajo prueba.

Se deberán efectuar pruebas para comprobar que no se tienen voltajes inducidos; conecte sus tierras. Si es necesario desconectar el neutro o alguna otra conexión a tierra, asegúrese antes de que no lleve corriente. Al conectar las terminales del megger y al operarlo deberá usarse guantes aislantes.

Al efectuar pruebas de absorción en equipos con un volumen grande de aislamiento, se deberá tomar la precaución de descargarlo de toda la corriente capacitiva y de absorción después de la prueba y antes de remover las terminales de prueba.

4.3.6 Métodos de medición de la resistencia de aislamiento. Existen tres métodos prácticos para medir la resistencia de aislamiento mediante megger:

1. El método de tiempo corto o lectura única
2. El método tiempo resistencia o absorción dieléctrica
3. El método de voltajes múltiples.

4.3.6.1 Método de tiempo corto. El método de tiempo corto consiste en conectar el megger a través del aislamiento que se va a probar, operarlo durante un tiempo corto y leer la lectura final.

Este método es bueno para una prueba de rutina rápida. Anteriormente existía confusión respecto a cuando detener la prueba, puesto que generalmente el valor de la resistencia aumenta con el tiempo, sin embargo esto únicamente tiene importancia para personas que están interesadas en el valor exacto en el momento de efectuar la prueba. Actualmente se considera que el valor preciso es menos importante que la tendencia de las lecturas efectuadas periódicamente.

Para fines de normalización se recomienda aplicar voltaje de prueba durante 60 segundos, con el objeto de poder efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros.

Este método tiene su principal aplicación en equipos pequeños y en aquellos que no tienen una característica notable de absorción como son los interruptores, cables, apartarrayos, etc.

4.3.6.2 Método tiempo-resistencia o absorción dieléctrica. Este método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante un periodo de 10 minutos tomando lecturas a intervalos de un minuto. En el caso de megger accionados manualmente se aplica el voltaje durante 1 minuto y se toman lecturas a los 30 y 60 segundos.

Su aplicación se basa en las características de absorción del aislamiento y proporciona una buena referencia para evaluar el estado de los aislamientos en aquellos equipos con característica de absorción notable, como son los transformadores de potencia, sobre todo cuando existe historial de pruebas anteriores.

4.3.6.3 Método de voltajes múltiples. Este método tiene muy poca aplicación en transformadores y al igual que el método anterior, ayuda a evaluar los aislamientos cuando se carece de historial. Su aplicación requiere el uso de un instrumento con varios voltajes para poder aplicar dos o más voltajes en pasos por ejemplo con 500 volts y después con 100 volts.

Este método se apoya en el hecho de que conforme se aumenta el voltaje de prueba se aumentan los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento al aproximarse o superar las condiciones de operación. La influencia de los puntos débiles del aislamiento en las lecturas de resistencia adquirirá mayor importancia hasta hacerse decisiva al sobrepasar cierto límite, cuando esto ocurre se tendrá una caída pronunciada en el valor de la resistencia de aislamiento que se aprecia claramente al graficar las lecturas obtenidas contra el voltaje aplicado.

Aun cuando preferentemente conviene que el nivel superior de voltaje usado sea suficiente para provocar esfuerzos eléctricos equivalentes o mayores que los nominales en el aislamiento, por experiencia se ha visto que si se efectúa esta prueba con voltajes menores también puede revelarnos la presencia de humedad u otros contaminantes en el aislamiento.

Con los megger accionados manualmente es mas práctico efectuar la prueba en 60 segundos tomando lectura a los 30 y 60 segundos. En el caso de los instrumentos operados con motor o con rectificador se obtendrán mejores resultados si se efectúa una prueba a 10 min. tomando lecturas cada minuto.

De preferencia los voltajes aplicados deben estar en relación de 1 a 5 o mayor (por ejemplo 500 y 2500 volts). Según la experiencia a la fecha un cambio de 25% en el valor de la resistencia de aislamiento para una relación de voltajes de 1 a 5 generalmente se debe a la presencia excesiva de humedad u otros contaminantes.

4.3.7 Aplicación de la prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de potencia. La medición de la resistencia de aislamiento ha sido utilizada como la prueba mas común para determinar las coediciones de los aislamientos de un trasformador, siendo de gran ayuda para detección de humedad, condiciones del aceite, daños en elementos aislantes. Esta prueba es de gran utilidad para dar una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total integrado del transformador bajo prueba.

Las pruebas se efectúan con megger con voltaje mínimo 1000 volts operado con motor, rectificador o bien con megger transistorizado. Para transformadores con voltajes mayores de 69 kv o capacidades mayores de 10 mva, utilizar siempre megger motorizado con escala máxima de 50,000 megohms. Para transformadores de 69 kv o menores se puede utilizar en megger transistor izado con escala de 2000 megohms. Se debe tener precaución de utilizar siempre el mismo megger para un determinado equipo a fin de que los resultados de las pruebas puedan ser comparables.

4.3.7.1 Preparación del transformador para la prueba

- a) Librar el transformador completamente desconectando todas las terminales de boquillas. En caso de que el transformador tenga salidas con cable subterráneo, se recomienda efectuar la prueba con todo y cables desde el transformador hasta el interruptor. Tomando las precauciones necesarias y solo en caso necesario desconectar para probar cable y transformador separados.
- b) Asegurese de que el tanque del transformador este solidamente aterrizado.
- c) Drene todas las cargas estáticas que prueban estar presentes en los devanados al inicio de cada una de las pruebas.
- d) Desconectar los neutros de los devanados.
- e) Colocar fuentes entre las terminales de las boquillas del devanado primario y del secundario.
- f) Limpiar las porcelanas de las boquillas quitando polvo, suciedad, etc.

- g) Poner especial cuidado en que no haya cambios bruscos de temperatura mientras dura la prueba.
- h) Preferentemente efectúe las pruebas si la humedad relativa es menor de 75%.

4.4 Interpretación de las lecturas para evaluación de resultados. A continuación se dan algunas recomendaciones para auxiliar al personal de prueba en la evaluación de los resultados en la prueba megger. En ninguna forma se pretende que sean substituidas del buen criterio y experiencia de la persona, ya que se considera que para el análisis correcto de las lecturas y la anticipación de las fallas, se requiere un criterio y experiencia personal básicos que desafortunadamente requieren tiempo y esfuerzos el adquirirlo.

En general las lecturas de resistencia de aislamiento deberán considerarse como relativas a menos que el único interés sea el detectar que los valores se mantengan por arriba de los mínimos recomendados, los cual representarían un gran desperdicio en el aprovechamiento de la prueba.

Como una confirmación a la relatividad de una lectura aislada, existen casos en que se obtiene un valor alto de resistencia de aislamiento y sin embargo existe una deficiencia incipiente en la estructura aislante o en el caso opuesto en que el valor es bajo y el aislamiento esta en buenas condiciones ya que la causa son fugas uniformemente distribuidas de la naturaleza inofensiva.

Tomando en cuenta esta relatividad de las lecturas únicas, es fácil ver que la única forma de evaluar con cierta seguridad las condiciones del aislamiento de un devanado, es mediante el análisis de la tendencia de los valores obtenidos en las pruebas periódicas que se somete. Para facilitar este análisis se recomienda graficar las lecturas obtenidas en las pruebas anuales o semestrales.

Para que el análisis comparativo sea efectivo todas las pruebas deberán hacerse al mismo potencial, las lecturas deberán corregirse a una misma base (40 °C) y en lo posible bajo las mismas condiciones.

5 PROCEDIMIENTO PARA EL SERVICIO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

5.1 Introducción. Para poder determinar cuando se requiere un servicio de mantenimiento preventivo a un transformador, es importante conocer que tipo de servicio se va a efectuar y esto lo podemos determinar mediante pruebas previas al aceite y devanados. Lo cual se conocerá en este capítulo.

5.2 Procedimiento. Considerando que se solicita de un servicio de mantenimiento preventivo a un transformador, este constara de pruebas al aceite, pruebas a los devanados de alta y baja tensión y regenerado y/o cambio del aceite aislante; el procedimiento es el siguiente:

- a) Desconectar carga del lado de baja tensión.
- b) Desconectar carga del lado de alta tensión.
- c) Aterrizar en ambos lados.
- d) Realizar las conexiones de mangueras entre filtro prensa (planta desgasificadora) y transformador.
- e) Realizar pruebas iniciales de rigidez dieléctrica.
- f) Iniciar a regenerar el aceite, ya sea con filtro prensa o bien la maquina de desgasificado-deshidratado y tomar lecturas periódicas de rigidez, hasta alcanzar un valor mayor de 35 kv.
- g) Realizar pruebas de aislamiento entre devanados.
- h) Realizar pruebas de relación de transformación, en cada tap.
- i) Si se trata de una subestación compacta:
- j) Limpieza a gabinetes de alta y baja tensión.

- k) Revisión y reapriete de conexiones.
- l) Revisión y lubricación de mecanismos de apertura y cierre con y sin carga.
- m) Energizado del transformador, primero por el lado de alta tensión y posteriormente la carga de baja tensión.



Figura 5.1 Subestación compacta con sección de acometida principal en 13,200 volts y sus secciones de apertura con y sin carga.

Si inicialmente el aceite se encuentra ácido, en lugar de regenerarlo se tendrá que reemplazar por aceite nuevo, y éste también deberá ser tratado por el filtro prensa o la planta desgasificadora debido a que el aceite nuevo no garantiza un valor aceptable de rigidez dieléctrica. Por lo tanto, para realizar este servicio se requerirá de un 15 a un 20% adicional de aceite nuevo, mismo que se utilizara para lavar a presión tanque y devanados.

Si las pruebas de aislamiento en los devanados, arrojan valores por debajo de los mínimos aceptables, se tendrá que realizar un servicio de secado, para el cual se tiene el siguiente procedimiento:

- a) Desconectar boquillas de alta y baja tensión.
- b) Vaciar por completo el aceite del tanque.
- c) Cortocircuitar boquillas de alta tensión.

- d) Aplicar el valor de tensión nominal por el lado de baja tensión.
- e) Hacer mediciones periódicas de aislamiento, hasta obtener el valor deseado.

Nota: Para transformadores pequeños, estos se colocaran en una cámara (o un horno) y se le colocaran reflectores que incrementaran la temperatura (teniendo cuidado de no incrementar demasiado la temperatura a fin de no rebasar la temperatura de operación del transformador), lo cual ayudara a eliminar la humedad.

Si la prueba de relación de transformación no cumple con los valores de aceptación es debido a que se encuentran fallas en los devanados de éste, para lo cual se tendrá que realizar un servicio de mantenimiento correctivo, primero detectando la falla y posteriormente rebobinar el devanado afectado.

5.3 Equipo a utilizarse

- 1 Planta generadora.
- 1 Medidor de aislamiento (megger de 5 kv o 15 kv).
- 1 Medidor de relación de transformación.(t.t.r).
- 1 Medidor de tierras (Termómetro).
- 1 Medidor de rigidez dieléctrica.
- 1 Filtro-prensa./planta desgasificadota.
- 1 Voltamperimetro de gancho.
- 1 Estuche de autocle (dados).
- 5 Cascos de seguridad.
- 1 Par de guantes para alta tensión.
- 1 Cinturón porta-herramienta.
- 1 Pértiga de tres secciones.
- 1 Caja con conexiones hidráulicas.
- 1 Lote de cable para extensiones.
- 1 Bandola de seguridad.
- 2 Caja con herramienta.
- 2 Lámpara de mano.

- 1 Papel filtro.
- 1 Garrafa de dieléctrico.
- 1 Lata de liquido dieléctrico.
- 1 Bote de grasa conductora.
- 1 Escalera de extensión.
- 2 Escaleras de tijera.
- 1 Caja con envases de plástico.
- 1 Paquete de estopa.
- 1 Costal de aserrín.
- 1 Escoba.
- 1 Recogedor.
- 1 Cubeta de plástico.
- 1 Paquete de manta de cielo y franela.

5.4 Seguridad. Todos los procedimientos de mantenimiento a un transformador, deberán ser conducidos con gran cuidado para proteger la operación del equipo y del personal de mantenimiento.

La evaluación del aceite y su examen externo, pueden ser hechos sin interrupción del servicio, pero las pruebas internas y sus correspondientes reparaciones, requieren obviamente que el transformador sea desenergizado.

Cuando se desenergize un transformador para realizar este mantenimiento se debe tener en consideración que este puede ser excitado ya sea por el lado de alto o bajo voltaje, por lo que se recomienda aterrizar en ambos lados y de preferencia dejar conectados unos puentes en estas terminales.

Han sucedido muchos accidentes serios debido a que el personal de mantenimiento carece de la experiencia requerida y cuando desenergiza el equipo, solo lo aterriza en alta tensión y se olvida de los regresos de corriente que se presentan en la carga (tal es el caso de capacitores).

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

También es muy recomendable que se cuente en todas las subestaciones con el equipo mínimo de seguridad, tales como:

- Tarimas aislantes.
- Guantes dieléctricos.
- Cascos de seguridad.
- Pértiga de tres secciones.
- Extintor.

6 RESULTADOS E INTERPRETACION DE LAS PRUEBAS

6.1 Introducción. El conocer que existen varios tipos de pruebas a transformadores es una herramienta que se utilizara para la verificación de estos equipos, pero lo más importante es entender qué nos están indicando cada uno de los valores arrojados.

La interpretación de los resultados de las pruebas a los transformadores, puede no ser uniforme, pues variara de acuerdo a la interpretación y criterio del personal. Un criterio certero será el de aquel personal que cuente con la experiencia suficiente en esta área.

6.2 Resultados y su interpretación. A continuación se presentan los resultados de pruebas a las subestaciones de una planta industrial denominada Brochamex, S.A. de C.V. ubicada en la Zona Industrial Benito Juárez de la ciudad de Querétaro, Qro., la cual cuenta con dos transformadores uno de 1000 Kva. 13200-440/254 volts y otro de 150 Kva. 440-254/127 volts, a los cuales se les realizo un servicio de mantenimiento preventivo.

I. Datos generales:

Transformador No. 1

Capacidad :	1000 kva
Marca :	Selmec
Serie :	3495
Voltaje :	13200-440/254 volts
Fases :	3
Conexión :	Delta-estrella
Frecuencia :	60 hertz
Impedancia :	8.36% a 85° c
Tap encontrado :	2 (dos)
Temperatura máxima :	35° C
Temperatura :	22° C
Tipo de enfriamiento :	oa
Litros de aceite :	799 lts.
Nivel de aceite :	Bien 25° C

Transformador No. 2

Capacidad :	150 kva
Marca :	I m e m
Serie :	Mar1009
Voltaje :	440-240/127 volts
Fases :	3
Conexión :	Delta-estrella aterrizado
Frecuencia :	60 hertz
Impedancia :	3.1 %
Tap encontrado :	3 (tres , no indica)
Temperatura máxima :	Sin indicador
Tipo de enfriamiento :	No indica
Litros de aceite :	328 lts.

II. Pruebas de acidez al aceite de los transformadores

Transformador de 1000 kva

Índice de acidez: 0.005 mg kOh/gr de aceite.

Transformador de 150 kva

Índice de acidez: no realizado. (debido a que su color es oscuro y su aroma picante, lo cual determina que tiene un valor elevado de acidez, se recomienda cambiar el aceite)

De 0.00	a	0.10	(mg KOH)/gr. de aceite	se considera bueno
De 0.11	a	0.15	mgkoh/gr. de aceite	se considera regular
De 0.16	a	0.40	mgkoh/gr. de aceite	se considera malo
De 0.41	a	0.65	mgkoh/gr. de aceite.....	se considera muy malo
De 0.66	a	1.50	mgkoh/gr. de aceite	extremadamente malo
Mayor de		1.51	mgkoh/gr. de aceite..	se considera inservible

III. Regenerado del aceite dieléctrico.

Se procedió a dar el servicio de regenerado al aceite por medio de un filtro prensa con el fin de elevar su rigidez dieléctrica obteniendo los siguientes valores al inicio y final del servicio.

Transformador de 1000 kva 13200-440/254 volts.

Valor inicial de rigidez dieléctrica: 25 kv

Valor final de rigidez dieléctrica: 44 kv.

Transformador de 150 kva 440-220/127 volts.

Valor inicial de rigidez dieléctrica: no realizado

Valor final de rigidez dieléctrica: no realizado

IV. Mantenimiento preventivo a gabinete de baja tensión.

Se efectuó mantenimiento a gabinete de baja tensión (tableros de distribución) de la subestación de acuerdo a las siguientes actividades.

- a) Limpieza general.
- b) Reapriete de conexiones y puntos de contacto (barras y zapatas).
- c) Verificación del accionamiento de los interruptores termo magnéticos (principal y derivados).
- d) Verificación del funcionamiento del equipo de medición.

V. Mantenimiento preventivo a gabinete de alta tensión.

Se realizó mantenimiento a gabinete de alta tensión de acuerdo al siguiente programa de actividades.

- a) Se desconecto la carga en baja tensión completamente.
- b) Se desconecto acometida principal y se aterrizo.
- c) Se realizó limpieza general al equipo de alta tensión interruptores de operación en grupo, con carga, sin carga, aisladores, apartarrayos, boquillas, etc.
- d) Se reapretaron conexiones y puntos de contacto.
- e) Se aplico grasa conductora en puntos de contacto móviles.
- f) Se verifico el accionamiento de los cortacircuitos de operación en grupo con carga y sin carga.

VI. Medición del sistema de tierras de la subestación.

Transformador No. 1 : 0.2 omhs

Transformador No. 2 : 0.3 omhs

VII. Pruebas eléctricas de aislamiento y relación de transformación a transformadores.

Se realizaron pruebas eléctricas a los transformadores cuyos resultados se encuentran en hojas anexas.

OBSERVACIONES: (Estas son recomendaciones que se indican al jefe de mantenimiento).

1. Se realizó reapriete de conexiones a bus de alimentación general en 13200 volts.
2. El registro de cometa de la subestación contenía agua la cual fue retirada.
3. Se encontró dañado el mecanismo de la puerta de apertura con carga de la subestación, la cual se reparó.
4. Se recomienda el cambio de las carátulas de los lectores del voltmetro y amperímetro, debido a que se encuentran cristalizadas.
5. Se detectó daño en el interruptor electromagnético principal del tablero general de distribución en 440 v., se sugiere se realice un servicio correctivo y reponer los accesorios e indicadores dañados.
6. El circuito derivado “brochadora” cuyo interruptor es de 3 x 200 amperes tiene dañado el opresor y/o zapata de conexiones de la fase no. 1, se recomienda el cambio de estos accesorios (o en su defecto el cambio de interruptor).
7. Se tomaron lecturas de tierra de los transformadores arrojando valores aceptables.
8. El transformador de 150 kva se reporta con un índice de acidez elevado por lo cual se determinó no realizar el servicio de filtrado y pruebas al aceite dieléctrico, debido a que no es costoso, urge un servicio de cambio de aceite y revisión de el selector de tap`s, pues se encuentra trabado.
9. Este es un servicio de mantenimiento preventivo y se recomienda que se efectúe como mínimo cada 12 meses.
10. Se anexa reporte fotográfico.

RESULTADO DE LAS PRUEBAS



Cima Electrico, s.a. de c.v.
 Artes No.45-4 col. san francisquito
 Queretaro, Qro
 Tel.01 (442) 2-14-16-32 , 2-14-21-32, 2-14-14-52
 Página web: www.cimaelectrico.com
 E-mail: cimaelectrico@prodigy.net.mx

Empresa: Brochamex, S.A. de C.V.

Domicilio: Acceso II Esq. Acceso IV, Fracc. Industrial Benito Juarez, Queretaro, Qro.

Transformador:	150	kva	Voltaje	440-240/127
Nº de serie:	mar1009		Marca:	Imem
Conexión:	Delta-estrella		Impedancia:	3.1 a 85°C
Tipo enframamiento:	oa		m.s.n.m.	2300
Nivel de aceite:	Bueno	a 25°C	Temp. max.	Sin indicador
tap encontrado:	3		Temp. amb.	25°C
fases:	3		Lts. aceite:	328

1.- Relacion de transformacion (ttr)

Tap/conex.	1	2	3	4	5	6	exit.a.
H1 h2/x0x2			3.474				1.8-a
H2 h3/x0x3			3.475				1.5-a
H3 h1/x0x1			3.474				1.8-a

Observaciones:

El transformador registra variaciones en el equipo de prueba, por posible suciedad o daño.

2.- Aislamiento.(megger)

Minutos	¼	½	1	2	3	4	5	8	9	6	7	8	9	i.p	10
At/bt	80	100	100	100	100	100	100	1000	1000	100	100	100	100	1.6	100
At/tanque	130	150	150	150	150	150	150	600	600	150	150	150	150	3	150
Bt/tanque	100	110	110	110	110	110	110	600	600	110	110	110	110	2.4	110

Observaciones:

Los valores son en megaohms, el equipo se encuentra bajo de aislamiento.

Reporto: _____

Firma: _____

RESULTADO DE LAS PRUEBAS



Cima Electrico, S.A. de C.V.
 Artes No.45-4 col. san francisquito
 Queretaro, Qro
 Tel. 01 (442) 2-14-16-32 , 2-14-21-32, 2-14-14-52
 Página web: www.cimaelectrico.com.mx
 E-mail: cimaelectrico@prodigy.net.mx

Empresa: Brochamex, S.A. de C.V.

Domicilio: Acceso II esq. Acceso IV, Fracc. Industrial Benito Juarez, Queretaro, Qro.

Transformador:	1000	kva	Voltaje	13200-440/254 v.
Nº de serie:	3495		Marca:	Selmec
Conexión:	Delta-estrella		Impedancia:	3.36 a 85°C
Tipo enframamiento:	oa		m.s.n.m.	2300
Nivel de aceite:	bueno	a 25°C	Temp. max.	46°C (sin carga)
Tap encontrado:	2		Temp. amb.:	25°C
Fases:	3		Lts. aceite:	799

1.- Relacion de transformacion (ttr)

Tap/conex.	1	2	3	4	5	6	exit.a.
H1 h2/x0x2	54.548	53.239	51.924	50.675	49.363		3.0 a
H2 h3/x0x3	54.432	53.12	51.807	50.557	49.245		2.5 a
H3 h1/x0x1	54.549	53.237	51.925	50.675	49.364		2.8 a

Observaciones:

Equipo en buen estado, valores normales.

2.- Aislamiento.(megger)

minutos	¼	½	1	2	3	4	5	8	9	6	7	8	9	i.p	10
at/bt	8500	10500	12000	14000	16000	17000	18000	1000	1000	19000	20000	21000	22000	1.6	22000
at/tanque	10500	12500	14000	16000	17000	17500	18000	600	600	18500	19000	19500	19500	3	20000
bt/tanque	4000	5000	6500	7500	7500	8000	8500	600	600	9000	9500	9500	10000	2.4	10000

Observaciones:

Los valores son en megaohms, equipo en buen estado.

Reportò: _____

Firma: _____



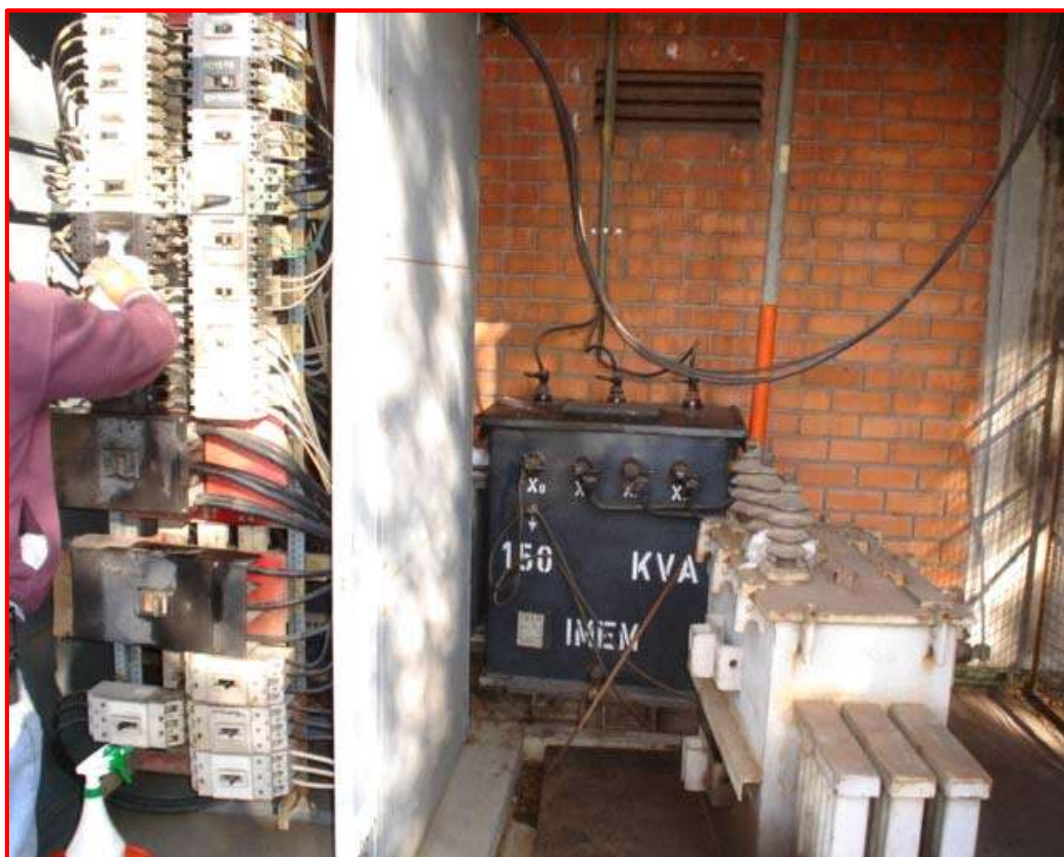
Cima Electrico, S.A. de C.V.
Artes No.45-4 col. san francisquito
Queretaro, Qro
Tel. (442) 2-14-16-32 , 2-14-21-32, 2-14-14-52
Página web: www.cimaelectrico.com
E-mail.- cimaelectrico@prodigy.net.mx

Empresa: Brochamex, S.A. de C.V.

Acceso II Esq. Acceso IV Fracc. Industrial Benito Juarez, Queretaro, Qro.

Fecha: Enero 09 del 2005

Reporte fotografico



Limpieza y reapriete de conexiòn del tablero general de distribución.

Reportò: _____

Firma: _____



Cima Electrico, S.A. de C.V.
Artes No.45-4 col. san francisquito
Queretaro, Qro
Tel.01 (442) 2-14-16-32 , 2-14-21-32, 2-14-14-52
Página web: www.cimaelectrico.com
E-mail.- cimaelectrico@prodigy.net.mx

Empresa: Brochamex, S.A. de C.V.

Acceso II Esq. Acceso IV Fracc. Industrial Benito Juarez, Queretaro, Qro.

Fecha: Enero 09 del 2005

Reporte Fotografico



Transformador de 150 kva donde se indican residuos de aceite en tornillería de la tapa la cual nos indica una mala operación del equipo.

Reportò: _____

Firma: _____

Otro ejemplo de un servicio de mantenimiento preventivo, ahora con planta desgasificadora, fue el realizado al Auditorio Josefa Ortiz de Domínguez , inmueble perteneciente a Gobierno del Estado de Querétaro, el cual cuenta con dos subestaciones, como se indica a continuación.

I. Datos generales:

Subestación No.1

Capacidad:	750 Kva.
Marca:	Iesa
Serie:	9533-1-2
Voltaje:	13200-220/127 volts
Fases:	3
Conexión:	delta-estrella aterrizado
Frecuencia:	60 hertz
Impedancia:	6.2 % a 85°C
Tap encontrado:	No. 2
Temperatura máxima:	40 °C
Temperatura:	27 °C
Tipo de enfriamiento:	oa
litros de aceite:	1040 lts.
Nivel de aceite:	Bien a 25 °C

Subestación No. 2

Capacidad:	500 Kva.
Marca:	Iesa
Serie:	1196-2-4
Voltaje:	13200-220/127 volts
Fases:	3
Conexión:	Delta-estrella aterrizado
Frecuencia:	60 hertz
Impedancia:	5.29 % a 85 °C
Tap encontrado:	No. 1
Temperatura máxima:	40 °C
Temperatura:	22 °C
Tipo de enfriamiento:	oa
Litros de aceite:	962 lts.
Nivel de aceite:	Bien a 25 °C

II. Pruebas físico - químicas – eléctricas

Subestacion No. 1 Transformador de 750 kva

Nombre de la prueba	Unidades	Método empleado nmx-j-123- ance-2001	Equipo utilizado	Resultado de los ensayos
Apariencia visual	sin unidad	inciso 6.1	no aplica	pálido claro
color asta	sin unidad	me-gst-01	colorímetro dafqe-ee-04	< 1.5
Densidad relativa a 20/4°C	sin unidad	inciso 6.3	densímetro relativo dafqe-ee-17	0.865
Tensión interfacial	mn/m	inciso 6.6	tensiómetro interfacial de gota dafqe-ee-02	34.20
Viscosidad a 40 °C	mm ² /s	inciso 6.8	viscosímetro dafqe-ee-05	8.03
Número de neutralización	mgkoh/g	inciso 6.16	microbureta dafqe-ee-08	0.029
Factor de potencia a 25°C	%	inciso 6.18	probador de factor potencia dafqe-ee-06	0.066
Factor de potencia a 100°C	%	inciso 6.18	probador de factor potencia dafqe-ee-06	0.77
Tensión de ruptura dieléctrica	kv	inciso 6.19	probador de rigidez dieléctrica dafqe-ee-01	36.92

Subestación No. 2 Transformador de 500 kva

Nombre de la prueba	Unidades	Método empleado nmx-j-123- ance-2001	Equipo utilizado	Resultado de los ensayos
Apariencia visual	sin unidad	inciso 6.1	no aplica	pálido claro
Color astm	sin unidad	me-gst-01	colorímetro dafqe-ee-04	< 1.5
Densidad relativa a 20/4°C	sin unidad	inciso 6.3	densímetro relativo dafqe-ee-17	0.862
Tensión interfacial	mn/m	inciso 6.6	tensiómetro interfacial de gota dafqe-ee-02	30.11
Viscosidad a 40 °c	mm2/s	inciso 6.8	viscosímetro dafqe-ee-05	8.33
Número de neutralización	mgkoh/g	inciso 6.16	microbureta dafqe-ee-08	0.053
Factor de potencia a 25°C	%	inciso 6.18	probador de factor potencia dafqe-ee-06	0.067
Factor de potencia a 100°C	%	inciso 6.18	probador de factor potencia dafqe-ee-06	0.84
Tensión de ruptura dieléctrica	kv	inciso 6.19	probador de rigidez dieléctrica dafqe-ee-01	40.94

Tabla de referencia

Nombre de la prueba	Valores límite
Apariencia visual	no aplica
Color astm	no aplica
Densidad relativa a 20/4 ° C	no aplica
Tensión interfacial, (mn/m)	19 mínimo
Viscosidad a 40° C, (mm2/s)	no aplica
Número de neutralización, (mgkoh/g)	0.2 máximo
Factor de potencia a 25° C, (%)	1. máximo
Factor de potencia a 100° C, (%)	5.0 máximo
Rigidez dieléctrica, (kv)	25 mínimo
Temperatura de inflamación, (° C)	no aplica
Contenido de humedad, (mg/kg)	30 máximo

III. Mantenimiento preventivo a gabinetes de baja tensión

Se efectuó mantenimiento a gabinetes de baja tensión (tablero de distribución) de las subestaciones no.1 y no.2, de acuerdo a las siguientes actividades.

- a) limpieza general.
- b) Reapriete de conexiones y puntos de contacto (barras y zapatas).
- c) Verificación del accionamiento de los interruptores electromagnéticos y termomagnéticos (principal y derivados).
- d) Verificación del funcionamiento del equipo de medición.

IV. Mantenimiento preventivo a gabinetes de alta tensión.

- a) Se realizo mantenimiento a los gabinetes de alta tensión de las subestaciones no.1 y no.2, de acuerdo al siguiente programa de actividades.
- b) Se desconecto la carga en baja tensión en su totalidad.
- c) Se desconecto acometida principal y se aterrizo las barras poniendo en cortocircuito las tres fases de media tensión.
- d) Se realizo limpieza general al equipo de alta tensión interruptores de operación en grupo, con carga, sin carga, aisladores, boquillas, etc.
- e) Se revisaron los apartarrayos y su correcta conexión con el sistema de tierras de la subestación.
- f) Se reapretaron conexiones y puntos de contacto.
- g) Se verifico el accionamiento del interruptor de operación en grupo con carga y sin carga.
- h) Se aplico grasa conductora en puntos de contacto eléctrico.

Medición del sistema de tierras de la subestación.

Se efectuó el sistema de tierras de la subestación arrojando los siguientes valores:

Subestación eléctrica No. 1: 5 Ohms

Subestación eléctrica No. 2: 3 Ohms

El equipo utilizado es:

Medidor de resistencia de tierras (megger de tierras) modelo 4102

Número de serie: 0663525

Marca: Kyoritsu earth tester

Método utilizado: Método dxe los tres puntos (una de prueba y dos de referencia c1 y p1).

V. Pruebas eléctricas de aislamiento y relación de transformación al transformador.

Se realizaron pruebas eléctricas al transformador cuyos resultados se encuentran en la hoja anexa.

Equipos utilizados:

Medidor de resistencia de aislamiento modelo: 3125

Marca: kyoritsu.

Medidor de relación de transformación modelo: 3

Marca: james g. diddleco.

Observaciones: (Recomendaciones que se indican al jefe de mantenimiento)

1. No se realizó el servicio de centrifugado y degasificado a los transformadores, debido a que estos contaban con cantidades mínimas de bifenilos policlorados (askarel) para lo cual, se presentó su reporte oportunamente (CEO-54/07). Se recomienda realizar estas pruebas antes y después de cada servicio de mantenimiento preventivo a las subestaciones.
2. Se anexa copia de las pruebas de bifenilos policlorados.
3. El líquido aislante resultó satisfactorio en las pruebas físico-químicas-eléctricas (se toma como referencia la tabla no. 4) “valores límite para el control de aceite aislante en servicio” mnx-j-308-ance-2004).
4. Se localizaron conexiones flojas en los gabinetes de baja tensión, los cuales fueron revisados y apretados.

RESULTADO DE LAS PRUEBAS

5. Se localizaron conexiones flojas en los gabinetes de media tensión, los cuales fueron revisados y apretados.
6. Se localizo y se cambio una terminal de media tensión (13,200 volts) de la subestación No. 2 que se encontraba en mal estado, esta terminal conecta al bus de la subestación con la boquilla en media tensión del transformador. Se recomienda cambiar los conectores de las otras dos fases.
7. Debido a que se tenía bajo voltaje en el secundario del transformador de 500 Kva. de la subestación no. 2, se cambio su posición de tap del no. 1 al no 2.
8. Se anexa reporte fotográfico.
9. Se anexa diagrama de conexiones del megger de tierras.
10. Se recomienda que estos servicios de mantenimiento preventivos se realicen periódicamente cada 12 meses.

RESULTADO DE LAS PRUEBAS

	Cima Electrico, S.A. de C.V. Artes No.45-4 col. san francisquito Queretaro, Qro Tel.- 01 (442) 2-14-16-32 , 2-14-21-32, 2-14-14-52 Página web: www.cimaelectrico.com E-mail.- cimaelectrico@prodigy.net.mx																																																												
Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro																																																													
Domicilio: Auditorio Josefa Ortiz de Dominguez																																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;">Transformador:</td> <td style="width: 20%;">750 kva</td> <td style="width: 20%;">Voltaje</td> <td style="width: 40%;">13200-220/127 volts</td> </tr> <tr> <td>Nº de serie:</td> <td>9533-1-2</td> <td>Marca:</td> <td>lesa</td> </tr> <tr> <td>Conexión:</td> <td>Delta-estrella</td> <td>Impedancia:</td> <td>6,2% a 85°C</td> </tr> <tr> <td>Tipo enframamiento:</td> <td>oa</td> <td>m.s.n.m.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Nivel de aceite:</td> <td>bien a 25°C</td> <td>Temp. max. :</td> <td>40°C</td> </tr> <tr> <td>Tap encontrado:</td> <td>no. 2</td> <td>Temp. amb.:</td> <td>24°C</td> </tr> <tr> <td>Fases:</td> <td>3</td> <td>Lts. aceite:</td> <td>1040</td> </tr> </table>		Transformador:	750 kva	Voltaje	13200-220/127 volts	Nº de serie:	9533-1-2	Marca:	lesa	Conexión:	Delta-estrella	Impedancia:	6,2% a 85°C	Tipo enframamiento:	oa	m.s.n.m.		Nivel de aceite:	bien a 25°C	Temp. max. :	40°C	Tap encontrado:	no. 2	Temp. amb.:	24°C	Fases:	3	Lts. aceite:	1040																																
Transformador:	750 kva	Voltaje	13200-220/127 volts																																																										
Nº de serie:	9533-1-2	Marca:	lesa																																																										
Conexión:	Delta-estrella	Impedancia:	6,2% a 85°C																																																										
Tipo enframamiento:	oa	m.s.n.m.																																																											
Nivel de aceite:	bien a 25°C	Temp. max. :	40°C																																																										
Tap encontrado:	no. 2	Temp. amb.:	24°C																																																										
Fases:	3	Lts. aceite:	1040																																																										
1.- Relacion de transformacion (ttr)																																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>Tap/conex.</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> <th>Exit.a.</th> </tr> <tr> <td>h1 h2/x0x2</td> <td>109.936</td> <td>107.598</td> <td>105.23</td> <td>102.907</td> <td>100.573</td> <td>98.186</td> <td>5.2</td> </tr> <tr> <td>h2 h3/x0x3</td> <td>110.098</td> <td>107.8</td> <td>105.398</td> <td>103.08</td> <td>100.795</td> <td>98.367</td> <td>5.3</td> </tr> <tr> <td>h3 h1/x0x1</td> <td>109.817</td> <td>107.516</td> <td>105.099</td> <td>102.888</td> <td>100.477</td> <td>98.096</td> <td>5.3</td> </tr> </table>		Tap/conex.	1	2	3	4	5	6	Exit.a.	h1 h2/x0x2	109.936	107.598	105.23	102.907	100.573	98.186	5.2	h2 h3/x0x3	110.098	107.8	105.398	103.08	100.795	98.367	5.3	h3 h1/x0x1	109.817	107.516	105.099	102.888	100.477	98.096	5.3																												
Tap/conex.	1	2	3	4	5	6	Exit.a.																																																						
h1 h2/x0x2	109.936	107.598	105.23	102.907	100.573	98.186	5.2																																																						
h2 h3/x0x3	110.098	107.8	105.398	103.08	100.795	98.367	5.3																																																						
h3 h1/x0x1	109.817	107.516	105.099	102.888	100.477	98.096	5.3																																																						
Observaciones:																																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>Tap</th> <th>Voltaje</th> <th>Relacion</th> <th rowspan="7" style="vertical-align: middle; text-align: center;">Se encontro el transformador en la posición de tap no. 2 valores normales</th> </tr> <tr> <td>14100</td> <td>14100</td> <td>a2 vp/vs = 111,023</td> </tr> <tr> <td>13800</td> <td>13800</td> <td>a2 vp/vs = 108,661</td> </tr> <tr> <td>13500</td> <td>13500</td> <td>a2 vp/vs = 106,299</td> </tr> <tr> <td>13200</td> <td>13200</td> <td>a2 vp/vs = 103,937</td> </tr> <tr> <td>12900</td> <td>12900</td> <td>a2 vp/vs = 101,574</td> </tr> <tr> <td>12600</td> <td>12600</td> <td>a2 vp/vs = 99,212</td> </tr> </table>		Tap	Voltaje	Relacion	Se encontro el transformador en la posición de tap no. 2 valores normales	14100	14100	a2 vp/vs = 111,023	13800	13800	a2 vp/vs = 108,661	13500	13500	a2 vp/vs = 106,299	13200	13200	a2 vp/vs = 103,937	12900	12900	a2 vp/vs = 101,574	12600	12600	a2 vp/vs = 99,212																																						
Tap	Voltaje	Relacion	Se encontro el transformador en la posición de tap no. 2 valores normales																																																										
14100	14100	a2 vp/vs = 111,023																																																											
13800	13800	a2 vp/vs = 108,661																																																											
13500	13500	a2 vp/vs = 106,299																																																											
13200	13200	a2 vp/vs = 103,937																																																											
12900	12900	a2 vp/vs = 101,574																																																											
12600	12600	a2 vp/vs = 99,212																																																											
2.- Aislamiento.(megger)																																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>Minutos</th> <th>¼</th> <th>½</th> <th>0.75</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> <th>7</th> <th>8</th> <th>9</th> <th>10</th> <th>i.p</th> </tr> <tr> <td>Aat/bt</td> <td>4.85</td> <td>5.68</td> <td>6.22</td> <td>6.66</td> <td>7.85</td> <td>8.62</td> <td>9.20</td> <td>9.66</td> <td>10.2</td> <td>10.5</td> <td>10.8</td> <td>11.1</td> <td>11.4</td> <td>1.72</td> </tr> <tr> <td>At/tierra</td> <td>4.66</td> <td>5.4</td> <td>5.86</td> <td>6.21</td> <td>7.2</td> <td>7.76</td> <td>8.23</td> <td>8.52</td> <td>8.7</td> <td>8.85</td> <td>8.98</td> <td>9.01</td> <td>9.2</td> <td>1.47</td> </tr> <tr> <td>Bt/tierra</td> <td>4.68</td> <td>5.28</td> <td>5.62</td> <td>5.82</td> <td>6.42</td> <td>6.7</td> <td>6.93</td> <td>7.11</td> <td>7.25</td> <td>7.34</td> <td>7.45</td> <td>7.5</td> <td>7.6</td> <td>1.29</td> </tr> </table>		Minutos	¼	½	0.75	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	i.p	Aat/bt	4.85	5.68	6.22	6.66	7.85	8.62	9.20	9.66	10.2	10.5	10.8	11.1	11.4	1.72	At/tierra	4.66	5.4	5.86	6.21	7.2	7.76	8.23	8.52	8.7	8.85	8.98	9.01	9.2	1.47	Bt/tierra	4.68	5.28	5.62	5.82	6.42	6.7	6.93	7.11	7.25	7.34	7.45	7.5	7.6	1.29
Minutos	¼	½	0.75	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	i.p																																															
Aat/bt	4.85	5.68	6.22	6.66	7.85	8.62	9.20	9.66	10.2	10.5	10.8	11.1	11.4	1.72																																															
At/tierra	4.66	5.4	5.86	6.21	7.2	7.76	8.23	8.52	8.7	8.85	8.98	9.01	9.2	1.47																																															
Bt/tierra	4.68	5.28	5.62	5.82	6.42	6.7	6.93	7.11	7.25	7.34	7.45	7.5	7.6	1.29																																															
Observaciones: Todos los valores son en giga omhs, por lo tanto se encuentra en condiciones de excelentes de aislamiento voltaje aplicado para las pruebas. At-bt 5000 volts At/tierra 5000 volts Bt/tierra 1000 volts El valor minimo aceptable para este tipo de aislamiento es 410 megaohms																																																													
Reporto: _____ Firma: _____																																																													

RESULTADO DE LAS PRUEBAS



Cima Electrico, S.A. de C.V.
 Artes No.45-4 col. san francisquito
 queretaro,qro
 Tel.- 01 (442) 2-14-16-32 , 2-14-21-32, 2-14-14-52
 Página web: www.cimaelectrico.com
 E-mail.- cimaelectrico@prodigy.net.mx

Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro

Domicilio: Auditorio Josefa Ortiz de Dominguez

Transformador:	500	kva	Voltaje	13200-220/127 volts
Nº de serie:	1196-2-4		Marca:	iesea
Conexión:	Delta-estrella		Impedancia:	5,29% a 85°C
Tipo enframamiento:	oa		m.s.n.m.	
Nivel de aceite:	bien	a 25°C	Temp. max.	40°C
Tap encontrado:	no. 1		Temp. amb.:	24°C
Fases:	3		Lts. aceite:	962

1.- Relacion de transformacion (ttr)

Tap/conex.	1	2	3	4	5	6	Exit.a.
h1 h2/x0x2	110.213	107.847	105.514	103.154	100.8	98.475	4.8
h2 h3/x0x3	110.345	107.999	105.662	103.322	100.984	98.638	4.7
h3 h1/x0x1	110.198	107.855	105.533	103.15	100.838	98.494	4.8

Observaciones:

Tap	Voltaje	Relacion	Se encontro en tap no. 1 con voltaje bajo (215 olts), se dejo tap no. 2 con un voltaje de 223 volts. valores normales
1	14100	a2 vp/vs = 111,023	
2	13800	a2 vp/vs = 108,661	
3	13500	a2 vp/vs = 106,299	
4	13200	a2 vp/vs = 103,937	
5	12900	a2 vp/vs = 101,574	
6	12600	a2 vp/vs = 99,212	

2.- Aislamiento (megger)

Minutos	¼	½	0.75	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	i.p
At/bt	5.95	7.01	7.8	8.45	10.4	12,0	13,2	14,4	15,3	16,3	17,2	18,0	18,8	2,23
At/tierra	7.77	9.01	9.9	10.8	12.9	14.5	16	17	18	19	20	21	21	1.97
Bt/tierra	6.23	6.73	7.11	7.4	8.25	8.87	9.4	9.83	10	11	11	11	11	1.54

Observaciones:

Todos los valores son en giga omhs, por lo tanto se encuentra en condiciones excelentes de aislamiento voltaje aplicado para las pruebas:

At-bt 5000 volts

At/tierra 5000 volts

Bt/tierra 1000 volts

El valor minimo aceptable para este tipo de aislamiento es de 410 megaohms

Reportò: _____

Firma: _____

Reporte fotografico

Fecha: Abril 10 del 2007

Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro

Domicilio: Auditorio Josefa ortiz de Dominguez

Av. constituyentes no. 219 col. villas del sol Queretaro, Qro.

Subestacion elèctrica No. 1 (T-750 kva)



Al iniciar el servicio de deben aterrizar todas las partes energizadas y así evitar accidentes.



Verificación del funcionamiento correcto del interruptor tripolar interior (apertura con carga).

Reportò: _____

Firma: _____

Reporte fotografico

Fecha: Abril 10 del 2007

Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro

Domicilio: Auditorio Josefa Ortiz de Dominguez

Av. constituyentes no. 219 col. villas del sol Queretaro, Qro.

Subestacion elèctrica No. 1 (T-750 kva)



Revision y apriete de posibles conexi3nes
flojas en bus principal.



Secci3n de apertura sin carga, se revisan
cable xlp y terminales tipo interior.

Report3: _____

Firma: _____

Reporte fotografico

Fecha: Abril 10 del 2007

Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro

Domicilio: Auditorio Josefa Ortiz de Dominguez

Av. constituyentes no. 219 col. villas del sol Queretaro, Qro.

Subestacion elèctrica No. 1 (T-750 kva)



Servicio de mantenimiento preventivo
a tableros de baja tensiòn.



Interior del tablero de distribuciòn
en baja tensiòn.

Reportò: _____

Firma: _____

Reporte fotografico

Fecha: Abril 10 del 2007

Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro

Domicilio: Auditorio Josefa Ortiz de Dominguez

Av. constituyentes no. 219 col. villas del sol Queretaro, Qro.

Subestacion elèctrica No. 1 (T-750 kva)



Desconexiòn de transformador en baja tensiòn para realizar pruebas elèctricas.



Pruebas de aislamiento de devanados (megger).

Reportò: _____

Firma: _____

Reporte fotografico

Fecha: Abril 10 del 2007

Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro

Domicilio: Auditorio Josefa Ortiz de Dominguez

Av. constituyentes no. 219 col. villas del sol Queretaro, Qro.

Subestacion elèctrica No. 2 (T-500 kva)



Gabinete de acometida elèctrica
en 13200 volts y transformador de 500 kva.



Realizando pruebas de aislamiento
de devanados (megger).

Reportò: _____

Firma: _____

Reporte fotografico

Fecha: Abril 10 del 2007

Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro

Domicilio: Auditorio Josefa Ortiz de Dominguez

Av. constituyentes no. 219 col. villas del sol Queretaro, Qro.

Subestacion elèctrica No. 2 (T-500 kva)



Revisiòn de equipo de mediciòn.



Interior de la secciòn de mediciòn.

Reportò: _____

Firma: _____

Reporte fotografico

Fecha: Abril 10 del 2007

Empresa: Gobierno del Estado de Queretaro

Domicilio: Auditorio Josefa Ortiz de Dominguez

Av. constituyentes no. 219 col. villas del sol Queretaro, Qro.

Subestacion eléctrica No. 2 (T-500 kva)



Interior del tablero de distribución en baja tensión (reapriete en barras de aluminio).



Conectores de cobre-bronce para 13200 volts
localizados en boquilla del transformador (uno dañado).

Reportò: _____

Firma: _____



REPRESENTACIONES Y SERVICIOS
ANALÍTICOS, S.A. DE C.V.

Informe No. : 088/07
O.T.: 128/07
Clave: PC-03

Laboratorio de Análisis Químicos

Informe de Ensayos de Bpc's por Cromatografía de Gases

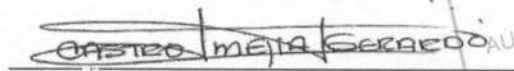
Cliente: GOBIERNO DEL ESTADO DE QUERETARO			
Dirección: AUDITORIO JOSEFA ORTIZ DE DOMINGUEZ			
Atención: SIN NOMBRE			
Metodo Analítico:	ASTM-D-4059 (00)	Transformador:	TR-1
No. De Serie:	9533 1 2	Voltaje:	13,2KV/220/220 VOLTS
Manufactura:	IESA	Capacidad:	750 KVA
Localizado en:	SUBESTACIÓN #1	Volumen del Aceite:	1 040 LITROS
Fecha de Muestreo:	26/03/2007	Muestreo realizado por:	ING. RAUL PEREZ RANGEL
Fecha y Hora de Recepción:	27/03/2007 13:00 Hrs	Fecha de Análisis:	29/03/2007
Humedad Relativa:	38%	Temperatura Ambiente	24°C

Tipo de Aroclor	Resultados del Ensayo en mg/Kg	Observaciones	Analizó
1242	1,19	Dentro de Límites	GCM
1254	No Detectable	Dentro de Límites	GCM
1260	3,65	Dentro de Límites	GCM
TOTAL	4,84	Dentro de Límites	****

Límite Nacional : 50 mg/Kg de BPC

TÉCNICA APLICADA

Cromatografía de gases con detector de Captura de Electrones
Columna: 30m x 530 µm x 0,5 µm DB - 608, Especifica para determinación de BPC's
Método: A.S.T.M. D-4059-00


Responsable: I.Q.I. Gerardo Castro Mejía
Gerente de Servicios Técnicos



* Los resultados contenidos en este informe solo amparan el material sometido a prueba.
* Este informe de ensayos, no deberá reproducirse, excepto en su totalidad, sin la aprobación por escrito del Laboratorio.

Pag: 1 de 1

VER ANEXO 1

FOR-GST-04 REV 0 10/04



**REPRESENTACIONES Y SERVICIOS
ANALÍTICOS, S.A. DE C.V.**

Informe No. : 089/07
O.T.: 128/07
Clave: PC-03

Laboratorio de Análisis Químicos

Informe de Ensayos de Bpc's por Cromatografía de Gases

Cliente: GOBIERNO DEL ESTADO DE QUERETARO			
Dirección: AUDITORIO JOSEFA ORTIZ DE DOMINGUEZ			
Atención: SIN NOMBRE			
Metodo Analítico:	ASTM-D-4059 (00)	Transformador:	TR-2
No. De Serie:	1196-2-4	Voltaje:	13,2KV/220/127 VOLTS
Manufactura:	IESA	Capacidad:	500 KVA
Localizado en:	SUBESTACIÓN #2	Volumen del Aceite:	962 LITROS
Fecha de Muestreo:	26/03/2007	Muestreo realizado por:	ING. RAUL PEREZ RANGEL
Fecha y Hora de Recepción:	27/03/2007 13:00 Hrs	Fecha de Análisis:	29/03/2007
Humedad Relativa:	38%	Temperatura Ambiente	24°C

Tipo de Aroclor	Resultados del Ensayo en mg/Kg	Observaciones	Analizó
1242	No Detectable	Dentro de Límites	GCM
1254	No Detectable	Dentro de Límites	GCM
1260	6,01	Dentro de Límites	GCM
TOTAL	6,01	Dentro de Límites	****

Límite Nacional : 50 mg/Kg de BPC

TÉCNICA APLICADA

Cromatografía de gases con detector de Captura de Electrones
Columna: 30m x 530 µm x 0,5 µm DB - 608, Especifica para determinación de BPC's
Método: A.S.T.M. D-4059-00

Responsable: I.Q.I. Gerardo Castro Mejia
Gerente de Servicios Técnicos



* Los resultados contenidos en este informe solo amparan el material sometido a prueba.
* Este informe de ensayos, no deberá reproducirse, excepto en su totalidad, sin la aprobación por escrito del Laboratorio.

Pag: 1 de 1

VER ANEXO 1

FOR-GST-04 REV 0 10/04

6.3 Conclusiones y recomendaciones. El servicio de mantenimiento preventivo a las subestaciones eléctricas y en particular a los transformadores de distribución y potencia se deben realizar cuando menos una vez al año para poder estar monitoreando sus características de operación y poder llevar una bitácora de servicios, en la cual se indicarán las actividades desarrolladas y las recomendaciones que se tienen que tomar en consideración en el inter de otro servicio. Estos servicios son preventivos y como su nombre lo indica son para prever y poder determinar una posible y futura falla en el transformador, que si se presentará, interrumpirá por completo la operación de todos los equipos.

En cualquier empresa, industria, centro comercial, escuela y en fin, en todo lo que nos rodea, se mueve alrededor de la energía eléctrica que suministran los transformadores, la mayoría de las personas ajenas al ramo eléctrico no tienen conocimiento al respecto, es más, ni los conocen, pero en el momento que este equipo llega a fallar a causa de la falta de un servicio de mantenimiento preventivo, todo este personal se ve afectado en sus actividades de trabajo y es cuando se dan cuenta de la importancia de este aparato y es en ese mismo momento cuando el personal de mantenimiento tiene la gran responsabilidad de restablecer el servicio eléctrico, lo cual lo hará solamente si la falla es externa al equipo (por ejemplo, daño en un cortacircuito, apartarrayo, cable de energía, etc.), pero si la falla es interna es muy difícil volver a dar energía eléctrica en corto plazo, pues un daño interno causado por bajo nivel de aislamiento tanto en el aceite aislante como en devanados, va a llevar un paro del servicio de por lo menos una semana, que es el tiempo mínimo para realizar una reparación mayor.

De acuerdo a los reportes anteriores se observa que los transformadores del segundo servicio (auditorio), se detecta la presencia de bifenilos policlorados (BPC'S), más comúnmente llamados askareles. Los askareles como se indico en el capítulo 3 es una aceite toxico contaminante ambientalmente, de tal forma que cuando se detecta su presencia en cantidades considerables (mayor a 50 ppm) y entra en contacto con otro cuerpo o equipo, este se contamina.

En este caso particular no se tiene conocimiento cuando fue “infectado” el transformador, lo cual pudo ser desde el primer servicio de mantenimiento después de la puesta en operación, en los servicios siguientes, o bien en el último servicio más reciente.

Se puede asegurar que el transformador fue contaminado por la cantidad de contenido de partes por millón (ppm) de askarel encontrado.

Lo recomendable en estos casos, es realizar una prueba de la detección de estos elementos antes de efectuar el servicio, pues si no se realiza, se corre el riesgo que si el transformador contiene askareles, puede contaminar el equipo utilizado para el tratamiento del regenerado de aceite (ya sea filtro prensa o desgasificadora) y este equipo, como realiza mas servicios, puede contaminar a los demás transformadores en sus siguientes trabajos. Por lo tanto, es recomendable que se realice una prueba para la detección de PCB'S al finalizar el servicio de regenerado al aceite a manera de seguridad.

Cuando un aceite aislante de un transformador se le detecta una cantidad mayor a 50 ppm se recomienda cambiarlo, para esto existen empresas las cuales están acreditadas por la Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para realizar su manejo, descontaminación y eliminación de BPC'S y confinación.

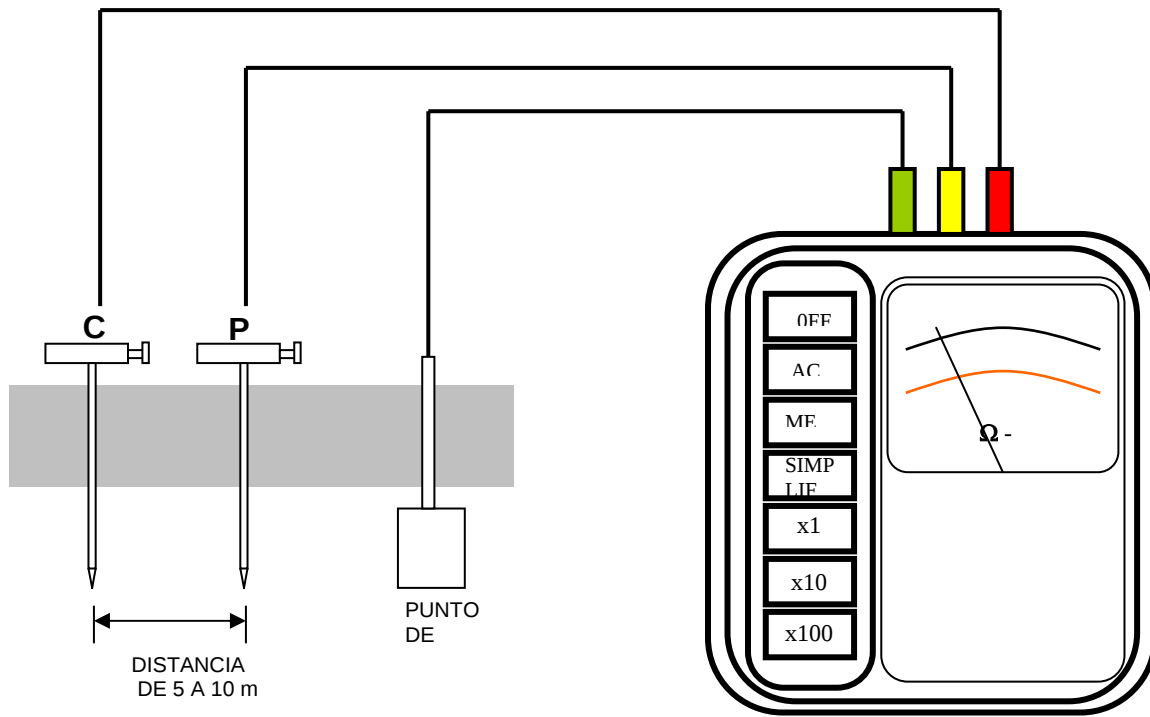
En el país existen muy pocas, las cuales se encuentran en la pagina de la propia secretaria (www.semarnat.gob.mx) y son las únicas autorizadas para realizar dicho servicio. Estas empresas se encuentran en Salamanca, Gto.; Mina y San Nicolás de los Garza, Nuevo León y en el Estado de México, Tultitlan y Atlacomulco. Los países con los que se tiene convenio de intercambio de estos productos son Alemania, España y Francia.

Como se observa, la presencia de los BPC'S en los transformadores nos provoca dolor de cabeza, pues el costo de un servicio preventivo queda en un valor insignificante comparado con el cambio del mismo, amen de que se tiene que realizar el reemplazo con aceite nuevo y adicionalmente los tramites y traslado hasta los lugares acreditados para realizar el proceso de eliminación de este aceite aislante.

Todo lo anterior se puede evitar si se lleva a cabo un servicio programado de mantenimiento preventivo a los transformadores.

APENDICES

ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL TERROMETRO (MEGGER DE TIERRAS) PARA LA PRUEBA DE TIERRAS.



Donde **C1** y **P1** son los electrodos con posiciones variables, pero guardando una distancia entre sí de 5 metros. El **punto de prueba**, es el punto donde deseamos tomar las lecturas de resistencia a tierra de una red de tierra.

Valores límite para el control de aceite aislante en servicio

NMX-J-308-ANCE-2004

Prueba	Hasta 85 kV			De 115 kV a 230 kV			Hasta 400 kV		
	Puede continuar en servicio	Debe reacondicionarse	Debe regenerarse o disponer	Puede continuar en servicio	Debe reacondicionarse	Debe regenerarse o disponer	Puede continuar en servicio	Debe reacondicionarse	Debe regenerarse o disponer
Tensión de ruptura dieléctrica, Electrodo plano kV	≥ 25	< 25	---	≥ 30	< 30	---	≥ 30	< 30	---
Electrodo semiesférico kV	≥ 20	< 20	---	≥ 22	< 22	---	≥ 22	< 22	---
Número de neutralización mg KOH/g aceite	≥ 0,2	---	> 0,2	≥ 0,15	---	< 0,15	≥ 0,15	---	> 0,15
Tensión interfacial mN/m	≥ 19	---	< 19	≥ 22	---	< 22	≥ 25	---	< 25
Factor de potencia a 60 Hz a 25 °C, %	≤ 1,0	> 1,0	≥ 1,6	≤ 0,7	> 0,7	≥ 1,6	≤ 0,5	> 0,5	≥ 1,6
Factor de potencia a 60 Hz a 100 °C, %	≤ 5,0	---	> 5,0	≤ 5,0	---	> 5,0	≤ 5,0	---	> 5,0
Contenido de agua mg/kg	≤ 30	> 30	---	≤ 30	> 30	---	≤ 25	> 25	---
NOTAS 1.- Los valores presentados en esta tabla se dan como referencia, pero en cada caso debe hacerse un estudio particular. 2.- Un solo valor de los presentados en esta tabla no siempre es significativo.									

Especificaciones

NMX-J-123-ANCE-2001

Las especificaciones físicas, químicas y eléctricas establecidas en esta norma deben ser las indicadas en la tabla 1, y sus valores deben comprobarse de acuerdo con los métodos de pruebas correspondientes indicados en la presente norma.

Tabla 1.- Especificaciones de aceites minerales aislantes para transformador

Características físicas	Unidad	Especificación				Método de prueba
		No inhibido		Inhibido		
		Tipo I	Tipo II	Tipo I	Tipo II	
Apariencia visual	---	Brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión	Brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión	Brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión	Brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión	6.1
Color	---	0,5 máximo	0,5 máximo	0,5 máximo	0,5 máximo	6.2
Densidad relativa: a 15,6 °C / 15,6 °C ó 20 °C / 4°C	---	0,843 a 0,893	0,910 máximo	0,910 máximo	0,910 máximo	6.3
	---	0,840 a 0,890	0,906 máximo	0,906 máximo	0,906 máximo	
Temperatura de escurrimiento	°C	- 26 máximo	- 40 máximo	- 40 máximo	- 40 máximo	6.4
Temperatura de inflamacion 101,3 kPa	°C	145 mínimo	145 mínimo	145 mínimo	145 mínimo	6.5
1°C	mN/m	40 mínimo	40 mínimo	40 mínimo	40 mínimo	6.6
Temperatura de anilina	°C	no aplica	63 a 84	63 a 84	63 a 84	6.7
Viscosidad cinemática a 40 °C	mm2/s	10,4 máximo	12,0 máximo	12,0 máximo	12,0 máximo	6.8
Características Químicas						
Azufre corrosivo	---	No corrosivo	No corrosivo	No corrosivo	No corrosivo	6.9
Azufre total	% en masa	0,10 máximo	0,10 máximo	0,10 máximo	0,10 máximo	6.1
Carbonos aromáticos	% en masa	8,0 a 12,0	No aplica	No aplica	No aplica	6.11
Cloruros y sulfatos	---	Negativos	Negativos	Negativos	Negativos	6.12
Contenido de agua	mg/kg	35 máximo	35 máximo	35 máximo	35 máximo	6.13
Contenido de inhibidores	% en masa	Negativos	Negativos	0,08 máximo	0,30 máximo	6.14

BIBLIOGRAFIA

1. Transformadores de potencia de medida y protección.
 - a. Dr. Ing. Ind. Enrique Ras Oliva.
2. Transformadores y motores trifásicos de inducción.
 - a. Ing. Gilberto Martínez Harper.
3. Transformadores
 - a. Ing. Héctor M. Pacheco Valencia.
4. Procedimiento de Pruebas de Resistencia de Aislamiento “megger”
 - a. Central Escuela de Celaya. Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)
5. Procedimiento de Pruebas de Excitación a Transformadores de Potencia
 - a. Central Escuela de Celaya. Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)
6. Manual de Transformadores
 - a. Gerencia de Transmisión y Generación. Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)
7. Procedimiento de Pruebas de Transformación con equipo T.T.R.
 - a. Gerencia General de Operación. Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)
8. Principio de Operación de un Transformador de Potencia.
 - a. Central Escuela de Celaya. Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)
9. Manual de Pruebas de Transformadores
 - a. Manufacturera Fairbanks Morse, S.A. de C.V.
10. Laboratorio de Análisis Físico-Químico y Cromatografico de Aceites Aislantes
 - a. Ing. Vicente A. Montes de Oca Puzio
11. Información en catálogos de fabricantes de transformadores
 - a. Prolec, Electromanufacturas Continental, ITESA, etc.
12. Experiencia personal adquirida durante 20 años de trabajo.