

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MANTENIMIENTO PREDICTIVO TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN ACEITE

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

JULIO ENRIQUE LOSTAUNAU MARTINEZ

**PROMOCIÓN
2002 - I**

**LIMA – PERÚ
2012**

MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN ACEITE

A Dios por darme fuerza, a mis padres,
esposa y hermana por el apoyo y a mi
hijo por ser el motor que me mueve día
a día.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata de brindar un plan para el mantenimiento predictivo que se deben efectuar a los transformadores de potencia sumergidos en aceite, con el fin de garantizar la disponibilidad, confiabilidad y la continuidad del servicio de transmisión de energía, optimizando así la vida útil del mismo.

Previo al desarrollo del plan de mantenimiento se describirá a los elementos de protección del transformador, los elementos que forman el sistema de aislamiento (aceite dieléctrico y papel celulosa) y los factores que producen su deterioro

En segundo lugar se explicará las pruebas a realizarse a fin de tener un criterio sobre el estado del transformador, así por ejemplo: las pruebas de campo (factor de potencia y capacitancia de los devanados, relación de transformación, impedancia, resistencia de aislamiento, resistencia de devanados); las pruebas físico-químicas (tensión interfacial, rigidez dieléctrica, contenido de humedad, color, factor de potencia) y de furanos, finalmente explicaremos el método de análisis de gases generados en el interior del transformador mediante cromatografía de gases y los métodos de diagnóstico según los gases medidos.

Con los resultados y amparados en la experiencia pasaremos a mostrar el plan de mantenimiento del transformador, mostrando finalmente las recomendaciones y conclusiones a las que se llegan.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
1.1 Definición	2
1.2 Sistema de aislamiento	2
1.2.1 El aceite dieléctrico	3
1.2.2 Papel celulosa	3
1.3 Degradación del sistema de aislamiento	4
1.3.1 Calor	4
1.3.2 Agua (humedad)	4
1.3.3 Oxígeno	5
1.3.4 Contaminación externa	5
1.4 Elementos de protección del transformador	6
1.4.1 Relé Buchholz	6
1.4.2 Relé de imagen térmica	8
1.4.3 Termómetro de aceite	10
1.4.4 Válvula de alivio de presión válvula de seguridad	11
1.4.5 Indicador de nivel de aceite	13
1.4.6 Desecador de aire tipo sílice gel	14
CAPÍTULO II	
PRUEBAS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA	
2.1 Pruebas "on line"	17
2.2 Pruebas "off line"	17
2.3 Pruebas eléctricas de campo	17
2.4 Pruebas de mantenimiento	18
2.4.1 Pruebas realizadas al aceite dieléctrico	18
2.4.2 Pruebas realizadas al aislamiento sólido	35
2.4.3 Pruebas complementarias	44
2.5 Prueba de termografía infrarroja	50
2.6 Análisis de gases generados (método de cromatografía de gases)	52
2.6.1 Método de diagnóstico del transformador a través de análisis	

Individuales (AGD) y concentración total de gases disueltos (TGCD).	55
2.6.2 Evaluación del tipo de falla	58
2.7 Interpretación de resultados del análisis de gases disueltos	69
2.8 Análisis de furanos	69
2.9 Procesos de restauración de los aceite dieléctricos	73
2.9.1 Proceso de regeneración	74
2.9.2 Proceso de rea-condicionamiento	75
CAPÍTULO III	
PLAN DE MANTENIMIENTO A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA	
3.1 Concepto	76
3.2 Mantenimiento preventivo	76
3.2.1 Mantenimiento e inspección del aceite	78
3.2.2 Mantenimiento e inspección de los pasatapas	78
3.2.3 Mantenimiento e inspección del sistema de ventilación	79
3.2.4 Mantenimiento e inspección los medidores de temperatura	79
3.2.5 Mantenimiento e inspección los medidores de nivel de aceite	79
3.2.6 Mantenimiento e inspección del relé buchholz	79
3.2.7 Mantenimiento e inspección de la válvula de sobrepresión	80
3.2.8 Mantenimiento e inspección del respirador de silica gel	80
3.2.9 Pruebas adicionales en el mantenimiento preventivo	80
3.3 Mantenimiento predictivo	80
3.4 Mantenimiento correctivo	81
CONCLUSIONES	
BIBLIOGRAFÍA	88

PRÓLOGO

El propósito de este informe es brindar una guía a todos los profesionales encargados del mantenimiento de transformadores de potencia, teniendo en cuenta que dentro de los sistemas eléctricos, uno de los equipos que requiere mayor inversión para su adquisición y puesta en servicio es el transformador de potencia, de allí la importancia de contar con un buen plan de mantenimiento a fin de que el transformador pueda soportar los sobrevoltajes por maniobra o descargas atmosféricas, cortocircuitos internos entre otras fallas. Asegurando de esta forma un servicio confiable y continuo de transmisión de energía para su utilización final en centros urbanos e industriales.

Visto desde el punto de vista económico el transformador es considerado como un activo, como tal es importante evitar las salidas imprevistas o fallas, pues implica asumir elevados costos, no sólo por el reemplazo de la unidad sino también el ingreso que se deja de percibir ante la imposibilidad de abastecer consumos, es por ello que las pruebas que se recomiendan representan un costo ínfimo comparado con el costo del transformador y los asociados a su operación.

Básicamente el plan de mantenimiento de los transformadores está orientado a asegurar un sistema de aislamiento eficiente, para ello recurriremos a acciones preventivas y predictivas, tratando de tener una operación libre de fallas a lo largo de toda la vida útil del transformador.

CAPÍTULO I

EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

1.1 Definición

Máquina eléctrica estática que utiliza la inducción electromagnética y permite aumentar o disminuir el nivel de tensión manteniendo constante la frecuencia.

Constituido por dos devanados conductores que ejercen inducción mutua, el primario que recibe la potencia eléctrica y el secundario que entrega a una red exterior. Estos devanados están sobre un núcleo laminado de material magnético.

El transformador de potencia es muy importante para la operación de un sistema de transmisión, ya que permite que la energía generada en una central eleve su nivel de voltaje para ser transmitida a grandes distancias minimizando las pérdidas, para finalmente disminuir su voltaje para su utilización final en los centros urbanos e industria.

1.2 Sistema de aislamiento

El sistema de aislamiento de un transformador de potencia sumergido en aceite está formado por:

- a) El aceite dieléctrico.
- b) El papel celulosa.

Un transformador con un sistema de aislamiento adecuadamente mantenido será capaz de soportar de una mejor manera los sobrevoltajes, descargas atmosféricas y cortocircuitos, por lo que es muy importante tener en cuenta los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento.

1.2.1 El aceite dieléctrico

El aceite utilizado en transformadores y algunos otros equipos eléctricos es de tipo mineral. Formado por compuestos de hidrocarburos y no hidrocarburos, los que describimos brevemente a continuación:

- a) Hidrocarburos:

Presenta las siguientes características:

- Compuestos químicos que contienen hidrógeno y carbono.
- Son el mayor constituyente del aceite mineral.
- Se dividen en: parafínicos, nafténicos y compuestos aromáticos.

b) No hidrocarburos

- Los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos o tres átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno.
- Los compuestos pueden ser: ácidos nafténicos, ésteres, alcoholes, entre otros.

El aceite dieléctrico sirve como medio aislante y para transferir el calor generado en las bobinas y el núcleo hacia las paredes del tanque y los radiadores donde se disipará el calor a la atmósfera. El aceite presenta las siguientes características:

- Bajo costo.
- Elevada rigidez dieléctrica.
- Baja viscosidad.
- Bajo punto de fluidez.
- Capacidad de regeneración.

a) **Importancia del aceite dieléctrico**

El aceite dieléctrico es importante porque cumple con las siguientes funciones:

- Proveer aislamiento dieléctrico.
- Proteger al papel.
- Evacuar el calor generado en el núcleo y bobinas hacia las paredes del tanque y radiadores.
- Provee información acerca del estado del transformador.

1.2.2 Papel celulosa

La celulosa es una de las numerosas sustancias vegetales formada por varias unidades de glucosa. La fórmula molecular de la celulosa es $(C_6H_{10}O_5)_n$, $n \geq 200$. Típicamente la celulosa está formado por cadenas de más o menos 1200 anillos de glucosa.

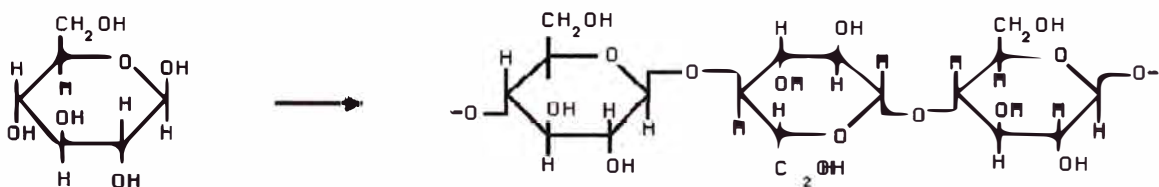


Fig. 1.1 Estructura de la celulosa

b) **Importancia del papel celulosa**

La función principal del papel celulosa dentro del transformador es:

- Proveer rigidez mecánica.
- Proveer rigidez dieléctrica
- Espaciado

1.3 Degradación del sistema de aislamiento

Los agentes o enemigos principales que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento (aceite / papel) son:

- Calor.
- Agua.
- Oxígeno.
- Contaminación externa.

Además debemos considerar la premisa de que la vida del papel prácticamente indica la vida del transformador, es por ello que las condiciones de mantenimiento del papel deben ser las mejores.

1.3.1 Calor

El 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico, la degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciendo de esta forma la rigidez mecánica (flexibilidad y capacidad a ser tensionada) y eléctrica, trayendo como consecuencia la despolimerización y rotura del papel.

Otros efectos debido a las altas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO_2 , CO).

1.3.2 Agua (humedad)

La humedad en presencia de oxígeno es extremadamente peligrosa para el aislamiento del transformador, cada que la humedad aumenta la vida del aislamiento varía de manera inversa.

La humedad puede ingresar al transformador en los siguientes casos:

- Durante el proceso de construcción (a pesar del proceso de vacío).
- Cuando es abierto para alguna inspección.
- Debido a la existencia de fuga en el tanque o en las tuberías del sistema de ventilación.
- Presencia de empaques y sellos defectuosos.
- Envejecimiento del sistema de aislamiento.

En el aceite, el agua está presente de la siguiente manera:

- En forma disuelta.
- En forma de emulsión agua/aceite.
- En estado libre en el fondo del tanque.
- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0,9, el hielo puede flotar).

Una de las causas por la que el aceite de aislamiento se deteriora gradualmente es por la absorción de la humedad del aire, teniendo como consecuencia la disminución de la rigidez dieléctrica.

1.3.3 Oxígeno

Es otro de los enemigos potenciales del aislamiento del transformador, ya que al reaccionar con el aceite forma ácidos orgánicos, agua y lodo; este proceso se acelera por el aumento de la temperatura del transformador y por el contacto con metales tales como el cobre, el hierro, etc. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor. A pesar del llenado en vacío no es posible eliminar todo el oxígeno existente en el transformador.

A continuación describimos algunos tipos de oxidación:

a) Oxidación del aceite

La oxidación del aceite comienza cuando el oxígeno, presente en el transformador, se combina con impurezas de hidrocarburos inestables existentes en el aceite bajo el efecto catalítico de los otros materiales presentes.

Dentro de los catalizadores tenemos a la humedad y al cobre, dentro de los aceleradores tenemos al calor, la vibración, los sobre voltajes y los esfuerzos eléctricos debidos a fallas eléctricas. La etapa final de la oxidación es la formación de lodos en el interior del transformador (la presencia de lodo significa que el proceso de oxidación se ha dado por mucho tiempo).

El lodo proviene del ataque de ácidos al hierro, cobre, barniz, pintura, etc. del transformador, los residuos de dicho ataque se combinan y forman soluciones, el lodo se precipita de estas soluciones. El lodo se adhiere al aislamiento, a las paredes del tanque, a los ductos de ventilación.

b) Oxidación del papel celulosa

La oxidación ataca a las moléculas del papel en uno o más de sus enlaces, teniendo como resultado la formación de contaminantes polares y agua.

La oxidación del papel trae como consecuencia:

- Disminución de la rigidez mecánica,
- Disminución de la dureza.
- Pérdida de flexibilidad y capacidad de dilatarse.
- Capacidad de resistir sobre carga.

1.3.4 Contaminación externa

Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de "caspa", provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite.

Partículas extrañas que entran en el aceite, algunas de ellas son las que se desprenden de la celulosa cuando el transformador está en servicio y otras provienen del proceso de manufacturación. Además, el aceite sufre una serie de reacciones químicas tales como la descomposición y la polimerización, que producen partículas que no se disuelven en aceite y que se precipitan en el núcleo y bobinados. Estas partículas son llamadas sedimentos.

Los sedimentos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, pero los depósitos que se forman sobre los devanados impiden su normal refrigeración.

Por lo tanto debemos evitar la acción de estos agentes de manera directa o indirecta sobre el aceite.

1.4 Elementos de protección del transformador

Mencionaremos los elementos utilizados en el transformador y que brindan información sobre el comportamiento del equipo y/o alguna posible falla en el interior del mismo. Tener conocimiento del funcionamiento de estos elementos ayudará a la preparación de un correcto plan de mantenimiento.

Estos elementos son:

1.4.1 Relé Buchholz

Función:

Proteger al transformador inmerso en aceite contra fallas internas, recogiendo el gas producido y llevarlo al interior de la cámara de aceite para finalmente enviar la señal de alarma o desconexión del transformador.

Los gases se producen en el aceite, como consecuencia de un mal funcionamiento del transformador, debido al calentamiento de los arrollamientos disminuyendo su rigidez dieléctrica.

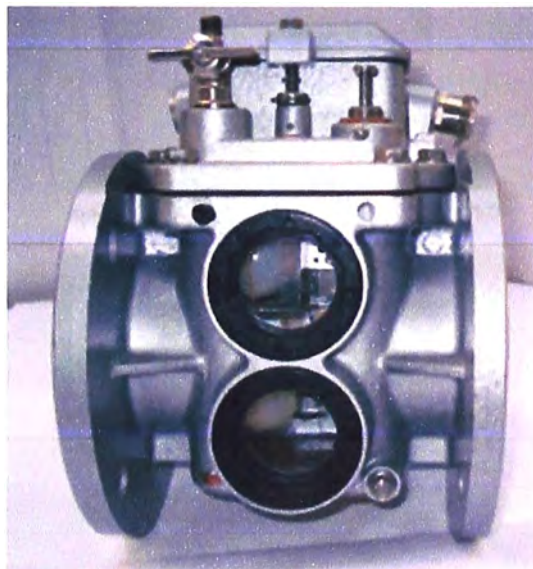


Fig. 1.2 Relé Buchholz

Ubicación:

Está fijado al tubo de conexión entre el tanque del transformador y el conservador.

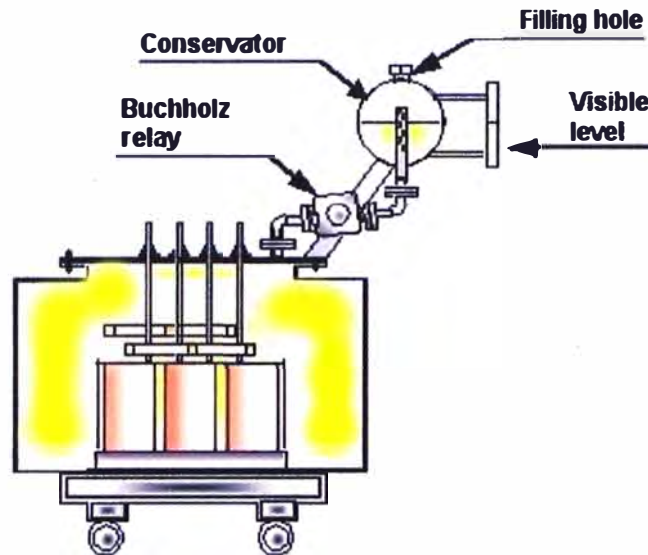


Fig. 1.3 Ubicación del relé Buchholz

Principio de operación:

El funcionamiento del relé se divide en:

- Primera fase (por fallas leves) se usa para la alarma.
- Segunda fase (para fallas severas) se usa para la desconexión del relé.

Su estructura presenta dos flotadores; uno en la parte superior y otro en la parte inferior en una caja de acero (cámara de aceite) y están fijados de tal manera que cada flotador puede girar, siendo su centro de rotación el eje de soporte.

Cada flotador tiene un interruptor de mercurio y los contactos se cierran cuando el flotador gira. Si los materiales estructurales orgánicos del transformador se queman o producen gas (causado por un arco pequeño), se elevan en la cuba con dirección hacia el conservador del aceite, siendo recogidas por el relé y almacenadas en la cámara haciendo que el nivel de aceite almacenado baje progresivamente.

Cuando el volumen del gas sobrepasa el volumen fijo (aproximadamente 150 a 250 cc) el flotador de la primera fase baja y los contactos se cierran, haciendo funcionar el dispositivo de alarma.

Si el desprendimiento de gas continúa, el nivel de aceite en la cámara baja aún más alcanzando el conservador de aceite.

También cuando el nivel de aceite desciende por debajo del nivel inferior del conservador, el dispositivo de alarma funciona.

A un lado de la caja del relé Buchholz hay una ventanilla de inspección que permite observar el volumen y el color del gas producido, y extraer muestras para evaluar la causa y el grado de la falla. Del color de los gases se puede deducir el lugar de producción de los mismos, así:

- Gases blancos: Indican destrucción del papel.
- Gases amarillos: Indican deterioro de piezas de madera.
- Gases negros o grises: Indican descomposición de aceite.

El flotador inferior, que es para la segunda fase, cierra los contactos y hace funcionar el dispositivo de alarma, o dispara el interruptor del circuito (desconexión, quedando el transformador fuera de servicio) cuando se origina un arco en el interior del transformador. El desprendimiento de gas es violento, produciéndose grandes burbujas, forzando bruscamente el movimiento del aceite del tubo hacia el conservador.

1.4.2 Relé de imagen térmica

Función:

Es un relé de protección contra sobrecargas, evita que el transformador esté sometido a sobrecargas y en consecuencia al calentamiento que perjudicaría los elementos activos. Detecta la temperatura del punto más caliente del bobinado del transformador; por lo que se considera la mejor protección, usado también para el control de la ventilación forzada.



Fig. 1.4 Relé de imagen térmica

Ubicación:

En la cuba del transformador.

Principio de operación:

Debido al alto potencial eléctrico de los devanados no es práctico medir su temperatura de manera directa, es por ello que utilizamos la imagen térmica, este equipo es básicamente un indicador de temperatura del aceite con una resistencia de calentamiento conectado a un transformador de intensidad.

Consta de:

- 1.- Termopozo lleno de aceite.
- 2.- Tubo capilar.
- 3.- Resistencia de calentamiento.
- 4.- Transformador de intensidad.
- 5.- Unidad adaptadora (según modelo).
- 6.- Resistencia adaptadora TD 76.

La temperatura del bobinado depende de la carga del transformador y de la temperatura del medio refrigerante (el aceite). Estos dos parámetros son medidos para luego hacerlos interactuar en el instrumento. La temperatura del aceite es medido usualmente por una sonda en el termopozo.

El sistema de medición también tiene una resistencia de calentamiento especialmente diseñado para medir la carga del transformador, esta resistencia es el modelo térmico del bobinado, siendo esta corriente proporcional a la corriente del bobinado.

La resistencia de calentamiento es conectado al transformador de corriente a través de una resistencia adaptadora TD76 o TD50.

El detector de temperatura está colocado dentro del calentador y ambos en la parte superior del tanque del transformador en contacto con el aceite, por tanto la temperatura del detector representa la suma de la temperatura de la parte superior y de la temperatura de la parte más caliente del bobinado.

La sonda termoeléctrica consta de un bulbo detector que es el elemento sensible a las variaciones de temperatura; es de acero inoxidable y se monta en la tapa del transformador. Es importante tener mucho cuidado con la manipulación de este elemento.

Mediante un tubo capilar se transmiten a la esfera indicadora las variaciones de temperatura detectadas por el bulbo.

La sonda se puede regular para que actúe a dos temperaturas:

Alarma

Desconexión

La esfera tiene tres agujas, una negra que indica la temperatura, otra azul que indica la temperatura a la que se producirá la alarma y otra roja para la desconexión.

1.4.3 Termómetro de aceite

Función:

Indica la temperatura del aceite en el interior del transformador.



Fig. 1.5 Termómetro de aceite

Ubicación:

La caja del termómetro normalmente va montada sobre la pared del transformador mediante soportes anti vibratorios, de tal manera que en todo momento quede montado en posición vertical.

Principio de operación:

El termómetro está compuesto por:

Un bulbo cilíndrico con rosca.

Un tubo capilar y una caja, con escala graduada de 0°C a 150°C.

Una aguja indicadora de temperatura.

Una aguja roja indicadora de temperatura máxima.

Una resistencia variable para indicación remota.

Dos microswitches ajustables.

Un sistema de medición.

Un sistema de compensación por cambios de temperatura ambiente.

El sistema de medición está formado por: bulbo, tubo capilar y cilindro de medición; el bulbo (elemento sensible) detecta el aumento de la temperatura del aceite en su parte superior haciendo expandir el líquido que se encuentra en su interior, el mismo que tiene un fuelle con un perno en su extremo. Esta expansión es transmitida en dos

direcciones: al sistema de relojería que mueve la aguja indicadora y a los contactos eléctricos.

Para evitar introducir errores en la medición debido a variaciones de la temperatura ambiente, el termómetro está provisto de un sistema de compensación formado por otro cilindro cuyo fuelle se expande en sentido contrario al del fuelle del cilindro de medición.

El tubo capilar es una parte muy delicada, se debe manipular con sumo cuidado evitando dobleces y fijado por grapas en su instalación.

1.4.4 Válvula de alivio de presión o válvula de seguridad

Función:

Usado para controlar la presión interna del tanque, dando al transformador una salida de explosión para limitar la sobrepresión a un valor que no sea peligroso para el tanque, tiene como característica específica el poder descargar hacia el exterior en 2 milésimas de segundo aproximadamente el aumento de presión que haya ocurrido.

Las sobrepresiones se deben a la formación de un enorme volumen de gas por la descomposición y evaporización del aceite, como resultado de las descargas internas o cortocircuitos que ocurren en el interior del transformador.



Fig. 1.6 Modelos de válvula de seguridad

Ubicación:

En la parte superior del tanque, la válvula no tiene partes internas que puedan caerse dentro del transformador.

Principio de operación:

La válvula de alivio de presión está formada por los siguientes elementos:

- 1.- Una brida con tapa (generalmente de aluminio).
- 2.- Empaquetaduras.
- 3.- Un disco de válvula.
- 4.- Empaquetadura de goma

- 5.- Empaquetadura de goma
- 6.- Tapa
- 7.- Resortes.
- 8.- Indicador de actuación.
- 9.- Circuito de alarma.
- 10.- Palanca.



Fig. 1.7 Muestra de la ubicación de la válvula de seguridad

Podemos notar dos estados:

Cuando la presión interna está debajo de la presión de apertura, la presión del resorte trabaja sobre el disco de la válvula, el cual reposa sobre la empaquetadura interna efectuando un cierre positivo.

Cuando la presión interna haya alcanzado la presión de operación, excede la contrapresión de apertura y permite el paso del aceite a la cámara externa. Una pequeña cantidad de aceite es suficiente para conseguir que la presión actúe sobre el área total del disco de la válvula.

Una vez que el circuito ha operado, debido al movimiento hacia arriba del anillo externo, se mantiene en esa posición (dando alarma continua) hasta el rearme manual por medio de la palanca.

Equipada con una llave sellada y un indicador mecánico para brindar señalización y alarma durante su operación, montada al lado de la tapa de la válvula y conectada a la caja de bornes del transformador para aviso local o a distancia.

1.4.5 Indicador de nivel de aceite

Función:

Se usan para indicar el nivel, por efecto de la contracción o expansión, del aceite debido a la variación de la temperatura.

El indicador de nivel de acoplamiento electromagnético consta de un robusto cuerpo fundido en aleación de aluminio resistente a la corrosión y exento de porosidad. El imán permanente, encerrado en un soporte, puede girar libremente 120°, rotación que depende proporcionalmente con la variación del nivel, esto arrastra en su movimiento al ancla magnética interior y al disco señalizador, que puede ser de color blanco o rojo.

Las lecturas de los indicadores son:

Nivel mínimo: Cuando se ve totalmente el color rojo.

Nivel máximo: Cuando se ve totalmente el color blanco.

Ubicación:

Ubicado en la pared lateral del conservador de aceite, de tal manera que sea posible las lecturas desde el suelo.



Fig. 1.8 Ubicación del indicador de nivel de aceite

Principio de operación:

El indicador de nivel está formado por:

Carcasa de aluminio.

Brida para conexión.

Caja de conexiones para terminales.

Punto de conexión a tierra.

Salida para cables.

Visor de policarbonato o cristal.

Indicador con una amplitud de escala de 0° a 120°.

Basada en la transmisión del movimiento del conjunto asta/boya para la manecilla del mostrador a través de un par de imanes, separados herméticamente dentro del mecanismo del indicador.

1.4.6 Desecador de aire tipo sílice gel

Función:

Tiene por finalidad secar el aire aspirado por los transformadores enfriados con aceite cuando la carga y la temperatura bajan, ocasionando la contracción del aceite. Este dispositivo es usado en transformadores con tanque conservador y está colocado entre el paso del aire del transformador y la atmósfera.

Son recipientes transparentes para sales de óxido de silicio (gel de sílice), químicamente puro y provisto de un indicador a color.

El gel de sílice, provista en forma granular y porosa, tiene la tarea de absorber la humedad del aire (hasta un 40% de su propio peso) y evitar de esta forma la contaminación del aceite, el color indica el grado de saturación alcanzado.

La cantidad de sílice gel necesaria puede ser calculada por la fórmula:

$$Q = 0,058 \times N \times P_{\text{aceite}} \quad (1.1)$$

Q: Cantidad de sílice gel (kg)

N: Número deseable de meses sin regeneración

P_{aceite} : Peso del aceite (tons)

Humedad relativa 85%.

Normalmente la cantidad de sílice gel considera una durabilidad de 6 meses, este valor se ve afectado por la variación de la carga.

La recomendación para hacer la regeneración de la sílice gel es el periodo cuando la temperatura del aceite está en aumento, ya que el aire aspirado por el transformador y la humedad correspondiente no podrá entrar.

El cambio de la coloración de la sílice gel indica la necesidad de ser regenerada. Para la regeneración de la sílice gel, ésta se debe esparcir en una cama fina sobre una bandeja colocada en una estufa u horno a $120^{\circ} \text{C} \pm 10^{\circ} \text{C}$, después de 8 o 10 horas la sílice gel retoma su color inicial lista para volver al desecador.

El transformador no se debe quedar sin protección durante la regeneración de la sílice gel, se debe tener una cantidad de sílice gel nueva o regenerada disponible, en embalaje hermético a fin de que el reemplazo se haga sin demora.

La sílice gel no está considerada como un producto peligroso por la Organización de Naciones Unidas (ONU), no produce silicosis, sin embargo requiere cuidadosa manipulación para minimizar la creación de polvo, ya que al ser altamente absorbente puede causar resequedad en la piel, por lo que es importante el uso de guantes.



Fig. 1.9 Muestra del desecador de aire

La silicosis es una enfermedad al pulmón que puede ser fatal. Se produce cuando se respira polvo muy fino de sílice cristalina. Las partículas de la sílice cristalina, que son más pequeñas que un grano de arena y a menudo invisibles, entran a los pulmones de las personas y producen inflamación y cicatrices en los tejidos del pulmón. Esto hace que la respiración sea difícil. Cuando la silicosis empieza a desarrollarse, los pulmones se pueden infectar con hongos y bacterias. A la silicosis se la relaciona con otras condiciones del pulmón, tales como fibrosis, enfisema, tuberculosis y cáncer al pulmón.

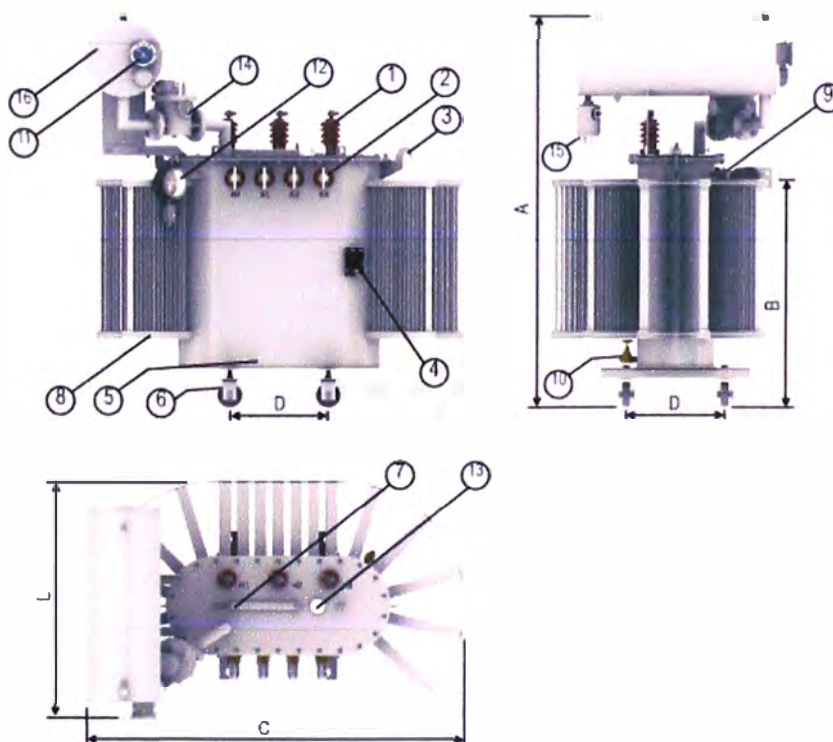


Fig. 1.10 Ubicación de los elementos resaltantes del transformador

LEYENDA

- 1 Aislador de alta tensión
- 2 Aislador de baja tensión
- 3 Gancho para izar
- 4 Placa de características
- 5 Conector de puesta a tierra
- 6 Ruedas orientables
- 7 Ventana de inspección
- 8 Radiadores
- 9 Dispositivo de ligación de filtro
- 10 Dispositivo de vaciado y ligación de filtro
- 11 Indicador de nivel de aceite
- 12 Termómetro
- 13 Mando externo del conmutador
- 14 Relé buchholz
- 15 Secador de aire
- 16 Conservador de aceite

CAPÍTULO II

PRUEBAS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El objetivo del mantenimiento predictivo es encontrar pérdidas incipientes en las propiedades del aislamiento de los transformadores por medio de diferentes pruebas. Así determinaremos el momento adecuado para la reparación, mantenimiento correctivo o retiro del servicio evitando una falla grave.

No hay una única prueba que permita obtener un diagnóstico del estado del aislamiento, salvo casos muy puntuales. Esta es la razón por la que se requiere implementar una serie de pruebas que revelen información de manera rápida, efectiva y económica. Las pruebas pueden ser:

2.1 Pruebas “on line”:

- Se realizan cuando el transformador está en servicio.
- Monitorea el comportamiento de algunas características físicas que pueden indicar un diagnóstico del estado del aislamiento de un transformador.
- Permite crear un historial sobre el comportamiento del transformador, con la información dada en tiempo real.

2.2 Pruebas “off line”:

- Se realizan cuando el transformador está fuera de servicio, sea programada o ante una eventualidad.
- Permite hacer un análisis de algunas magnitudes comparándolas con mediciones referenciales como las mediciones de fábrica.

2.3 Pruebas eléctricas de campo

Estas pruebas se realizan directamente sobre el transformador “off line” con resultados inmediatos y permiten tomar decisiones sobre la necesidad de programar actividades de mantenimiento preventivo y/o correctivo antes de que ocurra una falla grave. En general las pruebas eléctricas se clasifican en:

- a) **Pruebas de fabricación**, para homologar el diseño, verificar el cumplimiento de normas y garantías.
- b) **Pruebas de puesta en servicio**, realizados “in situ”, para verificar que durante el transporte e instalación no hubo variaciones en sus parámetros representativos.

- c) **Pruebas de mantenimiento**, realizados con cierta frecuencia, con el fin de verificar la variación de las medidas de los parámetros a los que se hagan seguimiento.

2.4 Pruebas de Mantenimiento

Conjunto de pruebas que se realiza al transformador y que forman la base para el desarrollo de un plan de mantenimiento.

Para las tareas de mantenimiento, es importante hacer una selección de los parámetros a los que haremos seguimiento teniendo como referencia los valores medidos en fábrica, para analizar así su variación con el uso y en el tiempo. Actualmente los parámetros considerados como tareas de seguimiento son:

- a) Pruebas realizadas al aceite dieléctrico.
- b) Pruebas realizadas al aislamiento sólido.
- c) Pruebas complementarias.

2.4.1 Pruebas realizadas al aceite dieléctrico

Los aceites aislantes son producto de la destilación del petróleo crudo, obtenidos de tal manera que deban reunir ciertas características físicas especiales en lo referente a viscosidad, temperatura de escurrimiento, punto de inflamación, peso específico, etc., y propiedades eléctricas que sean idóneas para su utilización adecuada en los diversos equipos de potencia y de distribución.

Existen fundamentalmente dos tipos de crudos básicos para la obtención del aceite aislante, los de base nafténica y los de base parafínica. Puesto que el aceite aislante es una mezcla de hidrocarburos, se le llama de base parafínica al que contenga más de un 50% de hidrocarburos parafínicos.

El aceite dentro de los equipos eléctricos, como se mencionó anteriormente, cumple con varias funciones principales: medio aislante, medio refrigerante (disipador de calor), en el caso de transformadores y medio extintor del arco en el caso de los interruptores de potencia.



Fig. 2.1 Laboratorio para análisis físico-químico de aceite

Con este tipo de pruebas se procura obtener información sobre las propiedades funcionales (físicas, eléctricas y químicas) del aceite mineral aislante utilizado y así poder determinar el estado del sistema de aislamiento del transformador.

Las pruebas que se realizan para recabar la información son las siguientes:

a) Prueba de rigidez dieléctrica (IEEE STD62 – 1995)

Fundamento teórico

La rigidez dieléctrica del aceite aislante es la medida de la habilidad que posee el aceite para soportar los elevados esfuerzos eléctricos que existe en el interior del transformador sin que se produzca falla en el equipo.

Parte de la energía eléctrica que circula por un transformador se transforma como pérdidas por calor en el circuito magnético y en los devanados.

Este calor se transmite a un medio refrigerante antes de que los aislamientos sólidos lleguen a temperaturas excesivas y peligrosas.

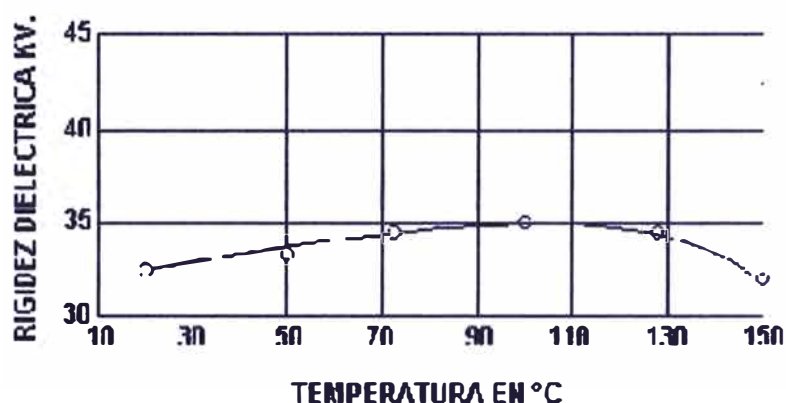


Fig. 2.2 Rigidez dieléctrica vs Temperatura

La resistencia de aislamiento del aceite, se degrada con el tiempo, razón por la cual, es imperioso que periódicamente se examine sus características a fin de evitar las averías y pérdidas de los equipos.

La rigidez dieléctrica o tensión de perforación es la tensión que produce un arco eléctrico permanente entre dos electrodos bien definidos separados 25mm, sumergidos en aceite a 20°C. Se expresa en kV/cm.

La rigidez dieléctrica indica la capacidad aislante del aceite, así como de la presencia en el mismo de impurezas tales como agua, lodos, polvo, gases, etc.

La presencia de impurezas disminuye la rigidez dieléctrica de un aceite.

Las impurezas facilitan el paso de la corriente a través del aceite, especialmente las que llevan agua en disolución, tales como fibras de papel, gotas de polvo, etc.

No ocurre lo mismo con el agua disuelta en el aceite, que no afecta a esta propiedad.

Un alto valor de rigidez dieléctrica no indica sin embargo, la ausencia de todos los contaminantes.

Indica solamente que la concentración de contaminantes, presentes en el líquido y entre los electrodos de prueba, no es tan grande como para afectar adversamente la rigidez dieléctrica del aceite.

En general, se puede afirmar que la rigidez dieléctrica, mide la presencia de agua y de sólidos en suspensión. Es un indicativo de buen manejo y uso del aceite de un determinado equipo.

Análisis de resultados

La prueba de rigidez dieléctrica entrega información sobre la capacidad aislante del aceite, así como de la presencia en el mismo de impurezas tales como agua, lodos, polvo, gases, etc.

La rigidez dieléctrica (voltaje al cual el aceite se vuelve conductor), disminuye por la presencia de los factores mencionados.

La prueba de la rigidez dieléctrica del aceite tiene como objetivo determinarlos esfuerzos eléctricos en KV; que puede soportar sin llegar a deteriorarse, revela si existe o no la presencia de partículas sólidas o materiales insolubles tales como fibra y agua en estado libre en forma de suspensión en el aceite. Su valor es prácticamente independiente del estado químico del aceite.

Sin embargo no da ninguna indicación acerca del envejecimiento, y así un aceite muy envejecido puede alcanzar altos valores de rigidez dieléctrica.

Para la realización de esta prueba, se puede seguir dos normas bien definidas, las cuales se diferencian esencialmente en el tipo de electrodos que se usan para el efecto. Dichas normas son: ASTM D-877 y ASTM D-1816.

La primera, es para aceites minerales, y la segunda sirve además para realizar las pruebas en líquidos sintéticos.

TABLA Nº 2.1 Valores de rigidez dieléctrica permitidos según norma. [7]

Norma	Valor de RIGIDEZ DIELECTRICA permisible
ASTM D877	Aceites usados: 25 kV mínimo
	Aceites nuevos: 35 kV mínimo
ASTM D1816	Aceites usados: 20 kV mínimo
	Aceites nuevos: 30 kV mínimo

En general, la siguiente tabla muestra los valores de rigidez dieléctrica permisibles para diferentes condiciones de aceite.

TABLA N° 2.2 Valores de rigidez dieléctrica permitidos según condición de aceite. [7]

Condición del aceite	Valor de RIGIDEZ DIELECTRICA permisible
Aceites degradados y contaminados	10 a 20 kV
Aceites carbonizados no degradados	20 a 33kV
Aceite nuevo sin desgasificar	33 a 40 kV
Aceite nuevo desgasificado	40 a 50 kV
Aceite regenerado	50 a 60 kV

La exigencia del cumplimiento de los valores mínimos es más imperante tratándose de equipos con tensiones nominales de operación superiores a los 133KV. Valores de rigidez dieléctrica que se encuentren fuera del rango descrito en las tablas anteriores, pueden ser consecuencia de algún deterioro en el líquido aislante, y debe ponerse bajo consideración un reacondicionamiento del mismo.

Por años se ha tomado la prueba de rigidez dieléctrica como la más importante a la hora de emitir un diagnóstico del estado del aceite de un transformador. Sin embargo, en la práctica se han encontrado casos de transformadores en los que la rigidez dieléctrica está por encima de 30 kV (valor permisible según tabla 2, ASTM D1816) pero presentaban un considerable contenido de humedad y un elevado grado de acidez, con alta presencia de lodos en el interior.

Actualmente las pruebas de:

Tensión interfacial.

Número de neutralización.

Factor de potencia.

Contenido de humedad,

constituyen un complemento necesario a la prueba de rigidez dieléctrica a la hora de emitir un diagnóstico sobre el estado del transformador.

TABLA N° 2.3 Características de la prueba de rigidez dieléctrica. [7]

Rigidez dieléctrica	
Detecta la presencia de: <ul style="list-style-type: none"> - Partículas metálicas. - Suciedad. - Fibras de celulosa. - Agua en estado libre. 	No brinda información sobre: <ul style="list-style-type: none"> - El estado del aislamiento sólido. - Grado de acidez del aceite. - Presencia de lodo en el transformador. - Presencia de agua en forma disuelta (a partir del 80% de saturación).

b) Pruebas de tensión interfacial (IEEE STD 62 – 1995)

Fundamento teórico

A medida que el aceite envejece, éste se contamina de partículas diminutas y de productos de oxidación.

Estos contaminantes se extienden a través de la interfase agua/aceite debilitando la tensión entre los dos líquidos.

La tensión interfacial es la medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos inmiscibles expresadas en N/m.

Dicho de otra forma, se llama tensión interfacial a la energía libre existente en la zona de contacto de los líquidos inmiscibles.

Esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales de los dos líquidos, y evita que se emulsione espontáneamente.

En el caso de los aceites aislantes, la tensión interfacial es un indicativo de la capacidad aislante del aceite.

La capacidad aislante del aceite se va degenerando de la siguiente manera:

- Con el paso del tiempo, y debido a la combinación de calor, campos eléctricos, agua y oxígeno se van generando compuestos polares en el aceite que afectan a su capacidad aislante, ya que estos compuestos facilitan el paso de la corriente eléctrica a través del aceite.
- Los compuestos polares se van acumulando y afectan a la tensión interfacial, reduciéndola.
- Esta reducción facilita que el agua y otros contaminantes se emulsionen con el aceite, aumentando su conductividad.
- Este aumento de la conductividad del aceite conlleva a que el calor disipado por éste sea menor, lo que facilita a su vez la degradación del mismo y la acumulación de contaminantes insolubles, que forman lodos.

El valor de la tensión interfacial, comparado con el del aceite nuevo, nos da una indicación bastante precisa de la capacidad aislante del aceite.

Análisis de resultados

Los resultados de la prueba indican el grado de variación de capacidad de aislamiento del aceite (por envejecimiento, nivel de oxidación y presencia de impurezas) y por ende la degradación del mismo.

Cuando la tensión interfacial está debajo de 22 dinas/cm; puede ser indicativo de que es inminente o se ha iniciado la precipitación de lodos en un aceite en operación.

La siguiente figura muestra la variación de la tensión interfacial en función del tiempo (años de servicio del transformador).

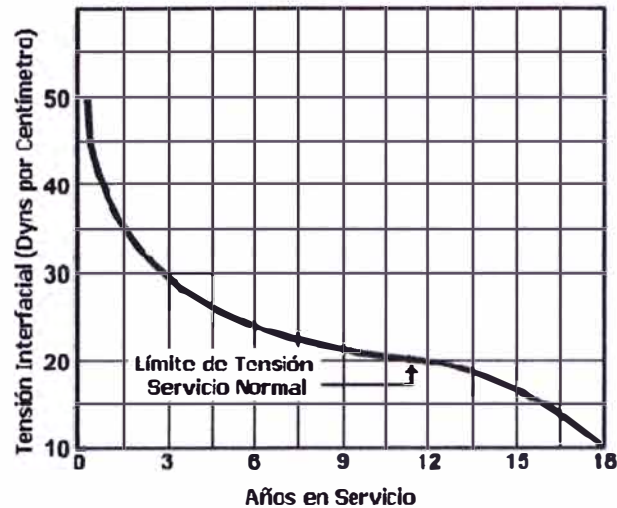


Fig. 2.3 Tensión interfacial vs años de servicio

Debido a que la acumulación de contaminantes y productos de la degradación del aceite, baja el valor de la tensión interfacial (como se muestra en la Fig. 2.3), este valor comparado con el aceite nuevo, nos da una indicación del grado de envejecimiento del aceite, de su nivel de oxidación, y de la presencia de impurezas.

En el aceite nuevo y sin aditivos, la tensión interfacial tiene un valor entre 40 y 45 dinas/cm, que con el uso de aditivos puede bajar a 25-30 dinas/cm. A continuación mostramos la tabla de los valores permisibles de la tensión interfacial.

TABLA Nº 2.4 Valores permisibles de tensión interfacial según la condición del aceite. [7]

Aceites	Voltaje (kV)	Tensión interfacial (dinas/cm)
Aceite nuevo		40
Aceite nuevo recibido en equipo nuevo		35
Aceite nuevo después de llenado y reposado, antes de la puesta en servicio.		35
Aceite con tiempo de servicio – Aceite con condiciones para continuar en uso.	< 69	24
	69 – 288	26
	> 345	30
Aceite a ser reacondicionado – Aceite que requiere sólo reacondicionamiento para un futuro servicio		24
Aceite a ser reacondicionado – Aceite en malas condiciones		16



Fig. 2.4 Muestra de prueba de tensión interfacial

Existen dos normas que se utilizan para realizar la prueba de tensión interfacial:

Prueba de campo ASTM D – 2285.

Prueba de laboratorio ASTM D – 971.

Además podemos decir que la prueba de tensión interfacial es excelente para detectar contaminantes polares solubles en el aceite y productos de oxidación, adicionalmente la precipitación de lodo en el transformador comienza cuando la tensión interfacial alcanza valores inferiores a 22 dynas/cm.

Se ha mostrado una relación (relación inversa) entre la tensión interfacial y la acidez de un aceite dieléctrico.

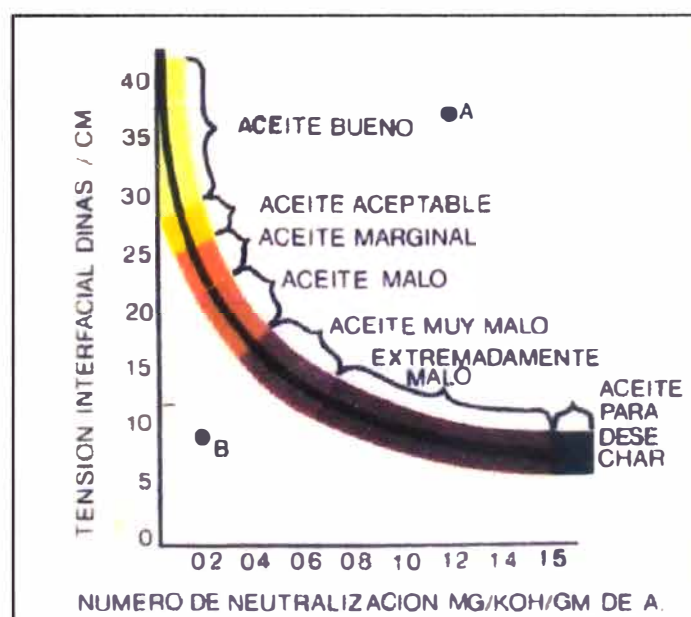


Fig. 2.5 Relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización

De lo anterior se concluye que a mayor tensión interfacial el transformador está libre de lodo y una elevada acidez significa que el aceite está deteriorado.

c) Prueba de acidez del aceite (IEEE STD 62 – 1995)

Sustento teórico

La acidez o número de neutralización, es el nivel de deterioro dada por la oxidación del aceite debido a la formación de ácidos orgánicos.

El contenido de acidez se determina como el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar los ácidos existentes en un gramo de muestra de aceite. También podemos definir el número de neutralización como la cantidad de hidróxido de potasio (KOH) que se requiere para neutralizar el contenido de ácido en 1 gramo (g) de aceite del transformador.

En un aceite nuevo, cualquier ácido existente es considerado un residuo del proceso de refinamiento. En un aceite en servicio, la oxidación del mismo y del aislamiento sólido forma ácidos a medida que el transformador envejece. Los ácidos atacan los metales, barnices, celulosa, etc. aumentando la cantidad de lodo.

Los alcoholes, acetonas, peróxidos, aldehídos, jabones, epóxicos y fundamentalmente ácidos son directamente responsables de la formación de lodos, proceso que se acelera con la presencia de tensiones eléctricas. Estos ácidos también reaccionan con los metales del transformador y forman otro tipo de lodos. También ataca la celulosa y acelera la degradación del aislamiento.

En transformadores nuevos, el contenido de ácidos es prácticamente nulo. Mientras más alto es el número de neutralización, más ácido es el aceite.

La prueba usada para esta medición es la ASTM D – 974, la cual consiste agregar hidróxido de potasio a una muestra de aceite (proceso de titración automatizada), usando como indicador fenolftaleína y un solvente adecuado (alcoholes naturalizados) hasta un inesperado cambio de color.

Dos de las consecuencias más importantes de la formación de lodos son: la pérdida de la capacidad de disipar el calor debido a la obstrucción de los radiadores por acumulación de lodos, y la pérdida de resistencia mecánica del sistema de aislamiento sólido.

Los resultados de la prueba indican que la acidez es directamente proporcional a la cantidad de oxígeno absorbido por el aceite.

Según esto, diferentes transformadores pueden tomar diferentes períodos de tiempo antes de que el lodo inicie su aparición.

Así, transformadores con acceso libre de aire suelen presentar formaciones lodosas antes que los transformadores con tanque conservador.

Análisis de resultados

La prueba de acidez es un indicador de la cantidad de sedimentación lodosa que se encuentra en el interior del aceite aislante. Por lo tanto es un buen indicio de presencia de oxidación.

La siguiente curva muestra una comparación entre el valor de acidez y los años en servicio del transformador.

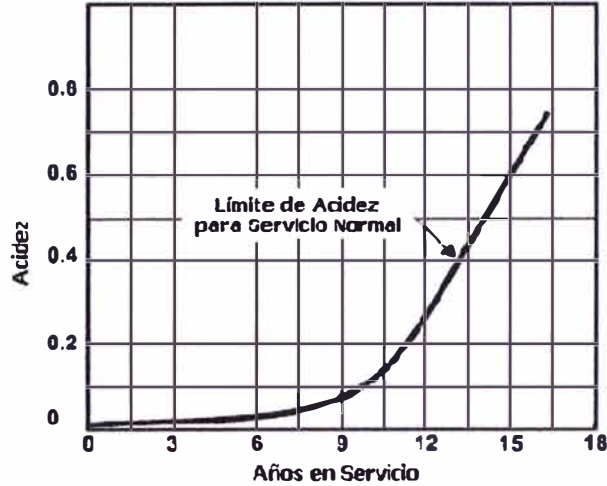


Fig. 2.6 Curva acidez vs años de servicio

Según la gráfica, la aparición de sedimentación lodosa en el transformador o el límite de acidez para un servicio normal, se da al alcanzar un valor de 0.4 (de acidez). Por lo tanto, es obvio que se debe realizar una regeneración del aceite antes de llegar a este punto, generalmente cuando se ha alcanzado un valor de 0.2 mg KOH/g de aceite.

Los valores aceptables de acidez en aceite nuevo, oscila entre 0.03 mg. KOH/g de aislante y 0.07 mg KOH/g de aislante.

TABLA Nº 2.5 Valor de acidez permisible según condición del aceite. [7]

Tipo de Aceite	Voltaje (kV)	Acidez (mg KOH/g, máx)
Aceite nuevo		0,03
Aceite con tiempo de servicio – Aceite con condiciones para continuar en uso.	< 69	0,20
	69 – 288	0,20
	> 345	0,10
Aceite con tiempo de servicio – Aceite que requiere sólo reacondicionamiento para futuro servicio.		0,20
Aceite con tiempo de servicio – Aceite en mal estado.		0,50

Así como en las demás pruebas de aceite, la decisión no debe ser basada solamente en los resultados obtenidos en una sola prueba, pero se debe tomar en cuenta el incremento de acidez del aceite cada año.

Al dividir el valor de la tensión interfacial y el número de neutralización tendremos una cantidad que usaremos como indicador para evaluar la condición del transformador, este número es conocido como el **índice de Myers**.

$$\text{Índice de Myers} = \frac{\text{Tensión interfacial}}{\text{número de neutralización}} \quad (2.1)$$

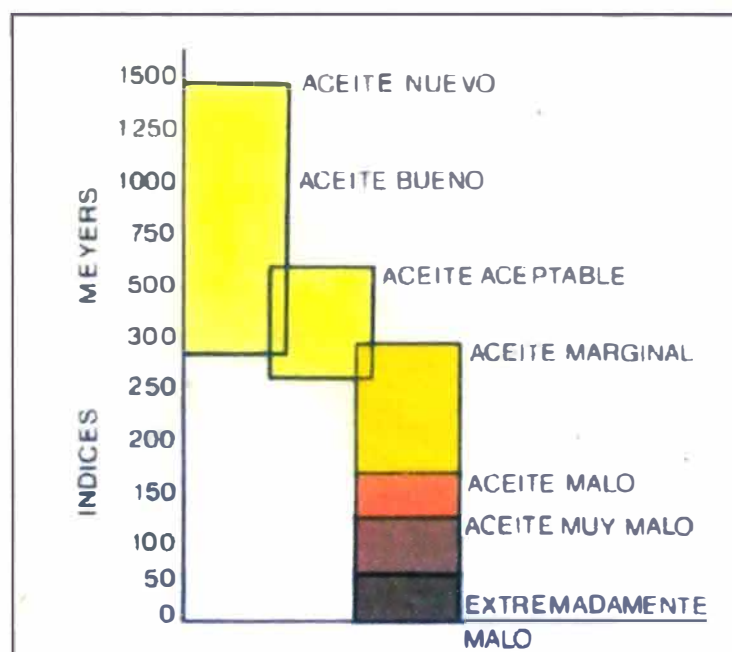


Fig. 2.7 Relación entre el índice de Myers y el estado del transformador

d) Prueba de humedad residual (IEEE STD62 – 1995)

Fundamento teórico

El agua puede presentarse de varias formas en el aceite aislante.

La presencia de agua en forma libre o suspensión puede ser determinada por una inspección visual de la muestra.

La presencia de agua en forma disuelta es normalmente determinada por medios físicos y químicos.

La humedad dentro de un transformador afecta su comportamiento de la siguiente manera:

- Promueve descargas parciales.

- Puede generar burbujas

- Disminuye considerablemente la rigidez dieléctrica

- Envejece prematuramente el aislamiento sólido.

La cantidad de agua en un aceite aislante puede estar dado en partes por millón (ppm) o en porcentaje de saturación (porcentaje de agua que hay en el aceite con relación a la cantidad de agua que el aceite puede disolver).

A pesar que la humedad del aceite es importante y debe mantenerse lo más baja posible, lo verdaderamente importante es la acumulación de agua en el aislamiento sólido del transformador. Dichos aislamientos están compuestos principalmente por papel, cartón y madera, siendo el predominante el papel Krafty Cartón prensado.



Fig. 2.8 Prueba de humedad

La figura 2.9 muestra curvas de equilibrio que relacionan el contenido absoluto de humedad del aceite con el contenido de agua en el papel. La utilización de estas curvas implica que el transformador se encuentra en equilibrio térmico.

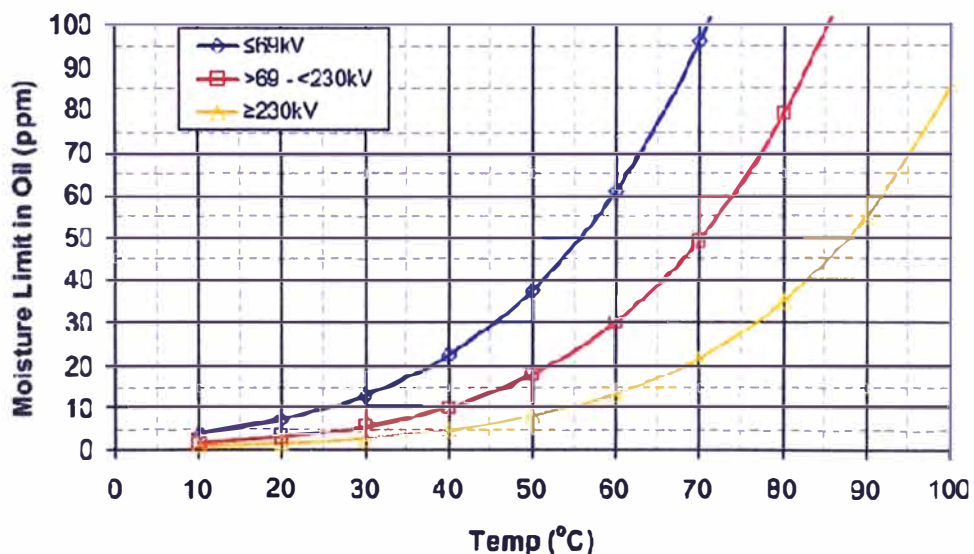


Fig. 2.9 Contenido de humedad del aceite vs temperatura

Análisis de resultados

El objetivo de esta prueba es la determinación del estado del aislamiento sólido del transformador en términos de acumulación de humedad, es decir averiguar cuánta humedad existe en el aislamiento sólido del transformador. Con la presencia de humedad la capacidad dieléctrica del aceite disminuye.

Esta prueba es un gran indicador de la degradación de las propiedades mecánicas de la celulosa (componente inherente de los aislantes sólidos).

La experiencia de grandes fabricantes de autotransformadores de potencia, recomienda la necesidad de que el secado de este equipo sea menor de 0.5% de humedad residual.

El contenido de humedad de 0.2 a 0.3% es un buen valor de trabajo.

Humedad residual debajo de 0.1% además de ser una condición difícil de obtener, no es recomendable por los efectos en el papel mismo y la posible pérdida devida del aislamiento.

Por lo tanto, tomaremos como norma los siguientes valores de % de humedad residual en autotransformadores:

TABLA N° 2.6 Contenido de humedad según clase de transformador. [7]

CLASE	HUMEDAD RESIDUAL	
	MÍNIMO	MÁXIMO
69 kV	0,40	0,50
115 kV	0,30	0,40
230 kV	0,20	0,30

La prueba de contenido de humedad se hace basada en la norma:
ASTM D – 1533

e) Prueba de color del aceite (IEEE STD 62 – 1995)

Fundamento teórico

El color del aceite nos da referencia de su estado. Los aceites dieléctricos deben tener un color claro (transparente los nuevos) de manera que se pueda inspeccionar el interior del equipo que protege.

Un cambio en el color del aceite de un transformador dentro de un periodo de tiempo corto es indicativo de que existe contaminación y/o deterioro.

Un obscurecimiento en el color del aceite sin cambio significativo en la acidez del mismo es indicativo de que la contaminación del aceite proviene de agentes externos.

Dos son los elementos principalmente responsables por el color del aceite:

El aceite base, el color del aceite varía de un ámbar claro y brillante a un color pardo oscuro dependiendo del corte de extracción.

El origen del crudo refinado.

Los cambios en intensidad de color o tendencia hacia un color oscuro generalmente están asociados con el contenido de azufre y otras impurezas aromáticas; mientras mayor sea el contenido de impureza más oscuro será el aceite; igualmente a mayor viscosidad más oscuro se toma el color del aceite básico.

Otro factor importante es el conjunto de aditivos utilizado. Los aditivos tienen como función primordial fortalecer las propiedades del aceite y proteger las partes del equipo a ser lubricado.

Algunos de los aditivos que conforman el conjunto son determinantes en el color del aceite final, específicamente aquellos que contienen azufre, como es el caso de los aditivos detergentes e inhibidores a la corrosión y ala oxidación.

El color del aceite aislante es expresado por medio de un número, el cual está basado en la comparación del color de la muestra con una serie de colores estándar contenido en un colorímetro.

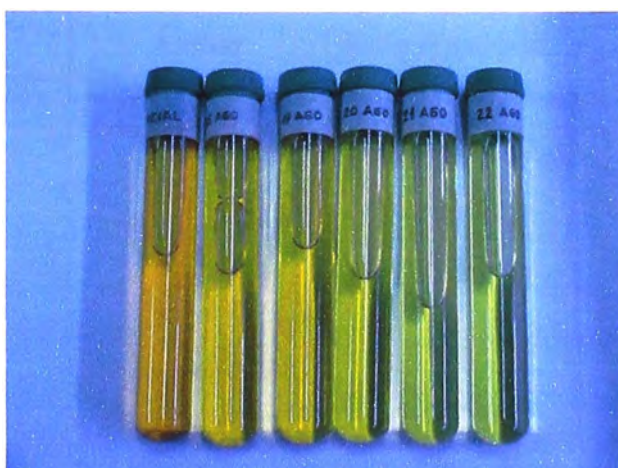


Fig. 2.10 Muestras de aceite de transformador 30 MVA, 138 kV- Hidrandina

Análisis de resultados

Prueba desarrollada para indicar cambios relativos en el aceite durante su uso.

El color es expresado mediante un valor numérico (también de una descripción del color) basada en una comparación con una serie de colores estándar. Sin embargo no puede decirse que exista una directa correlación entre el cambio de color y un problema en el aceite.

Existen cambios normalmente después de un largo período de uso. Un rápido incremento en el número de color, suele ser un indicativo de un dramático cambio en la condición de operación y generalmente son precedidas de otros indicadores de problemas.

Un número de color alto ocurre cuando existe presencia de contaminación o deterioro o a su vez la presencia de ambos.

Los valores con una descripción de colores, se encuentran detallados en la siguiente tabla.

TABLA N° 2.7 Número comparador de color. [7]

Número comparador de color	color	Condición del aceite
0,0 – 0,5	Claro	Aceite Nuevo
0,5 – 1,0	Amarillo pálido	Buen Aceite
1,0 – 2,5	Amarillo	Aceite con tiempo de servicio
2,5 – 4,0	Amarillo brillante	Condiciones marginales
4,0 – 5,5	Ámbar	Mala condición
5,5 – 7,0	Marrón	Condición crítica (necesita regeneración)
7,0 – 8,5	Marrón oscuro	Condición extrema (necesita ser cambiado)

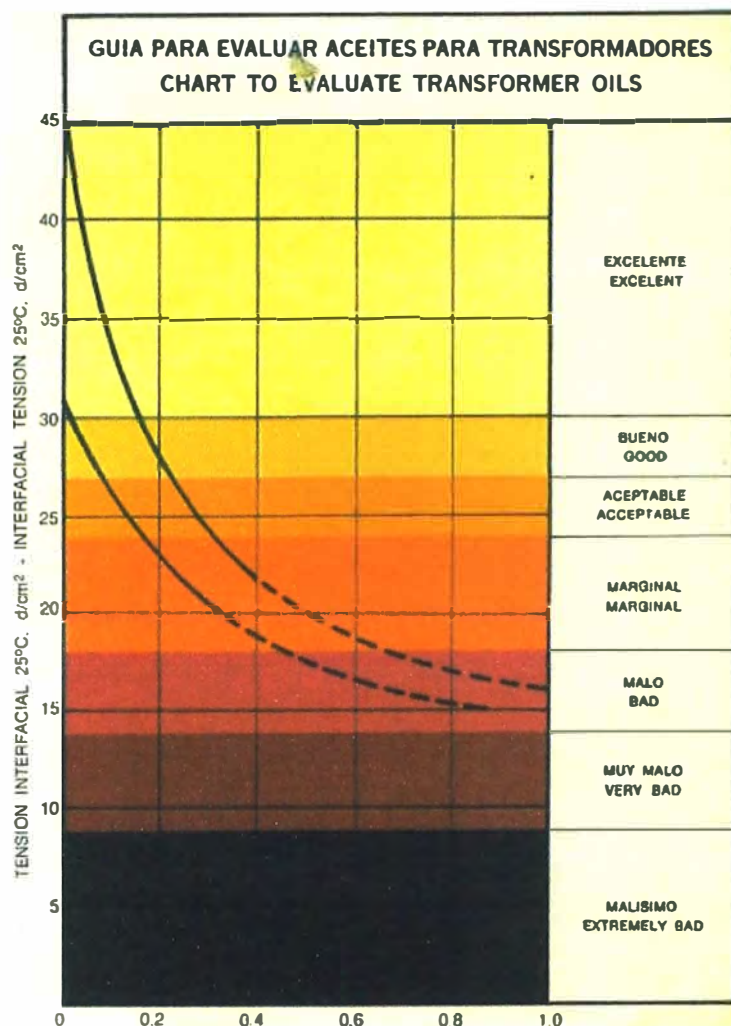


Fig. 2.11 Estándar de colores

f) Prueba de factor de potencia (IEEE STD 62 – 1995)

Fundamento teórico

El factor de potencia del aceite mide la “corriente de fuga” existente en el aceite, la cual es debida a la contaminación y/o deterioro. El factor de potencia del aceite se define como la relación entre la potencia disipada en watts y el producto del voltaje efectivo aplicado y la corriente resultante, dada en volt amperes. El factor de potencia es un valor adimensional y se expresa en porcentaje.

Podemos decir que el factor de potencia de líquido aislante es el coseno del ángulo de fase entre el voltaje sinusoidal aplicado y la corriente resultante.

El factor de potencia indicadas pérdidas dieléctricas en el líquido y por consiguiente su calentamiento (normalmente su valor debe ser bajo).

Para la medición del factor de potencia del aceite se utiliza un equipo que lleva el nombre de medidor de factor de potencia de aislamiento, usado para medir el factor de potencia tanto del aceite como del aislamiento sólido y pasatapas.

Análisis de resultados

Normalmente un aceite nuevo, seco y desgasificado alcanza valores de factor de potencia de 0.05% relacionado a 20°C. Un alto valor de factor de potencia indica deterioro o contaminación con humedad, carbón o materiales conductores, barniz, jabón sódico, compuestos asfálticos o deterioro de productos aislantes. Cuando hay presencia de carbón o compuestos asfálticos en el aceite estos le causan decoloración.

La presencia de carbón en el aceite no necesariamente es causa de un incremento de factor de potencia a menos que también haya presencia de humedad. Un elevado valor de factor de potencia del aceite es indicativo que el aceite posee contaminantes como agua, productos derivados de la oxidación, carbón, residuos de barniz, etc.

Según la norma ASTM D – 924, un aceite con un valor de factor de potencia de 0,05% a 20 grados centígrados, es considerado satisfactorio para operación. Un aceite con valor de factor de potencia entre 0,5% y 2% a 20 grados centígrados debe ser considerado como riesgoso y ser investigado, en todo caso regenerarlo o reemplazarlo.

Como regla general se recomienda la siguiente tabla que muestra los valores permisibles de factor de potencia en aceite en base a su condición:

TABLA N° 2.8 Factor de potencia según tipo de aceite. [7]

Tipo de aceite	Voltaje (kV)	% Factor de potencia a 20 °C
Aceite nuevo		0,05
Aceite nuevo recibido en equipo nuevo		0,15
Aceite nuevo después de llenado y reposado, antes de la puesta en servicio.	< 69	0,10
	69 – 230	0,10
Aceite con tiempo de servicio – Aceite con condiciones para continuar en uso.	< 69	0,50
	69 – 288	0,50
	≥ 345	0,50
Aceite con tiempo de servicio – Aceite que requiere sólo reacondicionamiento para futuro servicio.	< 69	0,50
	69 – 288	0,50
	≥ 345	0,30
Aceite con tiempo de servicio – Aceite en mal estado	< 69	1,00
	69 – 288	0,70
	≥ 345	0,30

g) Prueba de contenido de inhibidor (IEEE STD 62 – 1995)

Fundamento teórico

Prueba realizada según ASTM D 2668 o D 4768. Es un aditivo incorporado al aceite cuya función es retardar su degradación por oxidación. Los aceites dieléctricos nuevos contienen pequeñas cantidades de ciertos compuestos químicos que actúan como inhibidores de oxidación. Estas sustancias naturales retardan la oxidación hasta que se consumen, la cual depende de: la cantidad de oxígeno existente, la cantidad de contaminantes, los agentes catalíticos y la temperatura.

El mecanismo de acción es ataque a peróxidos, formando moléculas inocuas. Un aceite inhibido se degrada más lentamente que un aceite no inhibido, siempre que el inhibidor esté presente. Cuando el inhibidor de oxidación se agota, el aceite se oxida muy rápidamente. Por ello es importante establecer la concentración de inhibidor y su velocidad de consumo.

Análisis de resultados

La recuperación del aceite mediante procesos químicos puede restablecer el aceite, de manera que casi recupere sus características originales, pero estos procesos no tienen ningún efecto en la restauración de la acción que realizan los inhibidores en el aceite. De hecho el proceso de recuperación del aceite con tierra fuller remueve los inhibidores naturales contenidos en el aceite y en el aceite recuperado, por tanto ya no tiene ninguna resistencia a la oxidación. Para superar esta situación al aceite recuperado se le debe añadir inhibidores de oxidación sintéticos. Uno de los inhibidores de oxidación sintéticos más empleados es:

2 - 6 Di-tercio Butyl Para Cresol o DBPC

Este material posee excelentes características que aún en pequeñas concentraciones es muy efectivo y estable como antioxidante.

Existen dos métodos de prueba normalizados; ambos métodos detectan las dos componentes DBPC y DBP, utilizados como antioxidantes. El método D 2668 utiliza un espectrómetro infrarrojo para determinar el contenido de inhibidor. En cambio el método D 4768 utiliza cromatografía de gases. Los dos métodos conducen a resultados equivalentes.

Es importante que una vez que se ha recuperado el aceite aislante se añada una cierta cantidad de DBPC.

La siguiente tabla contiene la cantidad de DBPC (kg, porcentaje o lb) por cada 1 000 litros de aceite.

TABLA N° 2.9 Porcentaje, kilogramos o libras de DBPC. [7]

Porcentaje de DBPC (1 000 litros de aceite)	kilogramos de DBPC (1 000 litros de aceite)	Libras de DBPC (1 000 litros de aceite)
0,1	0,9	0,7
0,2	1,8	1,5
0,3	2,6	2,2
0,4	3,5	3,0
0,6	5,3	4,4
0,8	7,0	5,9

2.4.2 Pruebas realizadas al aislamiento sólido

a) Prueba de Factor de potencia y capacitancia del transformador

Fundamento teórico

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en porcentaje que mide las pérdidas de potencia a través del sistema de aislamiento y tierra causada por una corriente de fuga.

Se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Al no ser aislantes perfectos y debido a la existencia de una corriente de carga puramente capacitiva (I_C), siempre los atravesará una corriente que está en fase con el voltaje aplicado (I_R), a esta corriente se le denomina pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial (Fig. 2.12).

Si el aislante fuera perfecto no habría corriente de fuga, entonces el factor de potencia sería igual a cero. La existencia de la corriente de fuga trae como consecuencia la existencia de pérdidas de potencia en el aislamiento, la cual al incrementarse hace que aumente las pérdidas y por ende el factor de potencia.

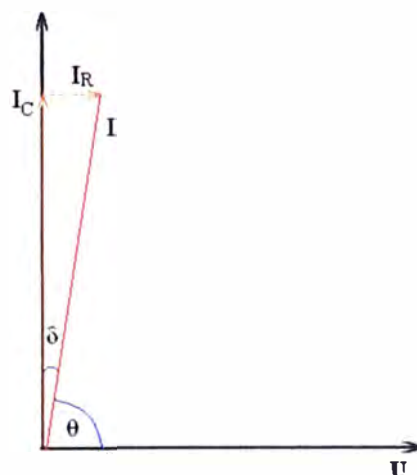


Fig. 2.12 Componentes de la corriente total

Sin embargo, cuando el transformador es energizado con el lado del secundario abierto, la corriente resistiva es muy pequeña y prácticamente limita las pérdidas dieléctricas. En estas condiciones, el factor de potencia es muy bajo y la corriente total está compuesta casi solo por el componente capacitivo.

Por consiguiente, se puede representar el factor de potencia como la relación entre la corriente resistiva y la corriente capacitiva (muy parecida a la total). En este caso, la ecuación sería:

$$FP = \frac{I_R}{I} = \frac{I_R}{I_C} \quad (2.2)$$

Donde: $I \approx I_C$

Idealmente θ debe ser 90° , por ello buscamos valores muy cercanos a 90° . Para obtener un factor de potencia bajo, la componente resistiva debe ser muy pequeño.

Hasta la actualidad no se han definido valores para el factor de potencia del aislamiento, sin embargo podemos considerar los siguientes valores como referencia:

De 0,5% a 2% referidos a 20°C , para unidades usadas.

Menores a 0,5% referidos a 20°C , para unidades nuevas.

El ángulo complementario a θ es delta (δ) como se indica en el gráfico anterior. Para dicho ángulo (delta), por ser pequeño, el valor de la tangente se acerca mucho al valor mismo del ángulo, y éste a su vez se aproxima al valor del $\cos\theta$ (Factor de Potencia). De aquí, que "tan δ " se convierte en un criterio importante para la prueba, el cual se incrementa con el voltaje.

Para mejor ilustración del fenómeno, mostraremos el comportamiento típico de la tangente delta en función de la temperatura de aceite mineral para diferentes condiciones de envejecimiento.

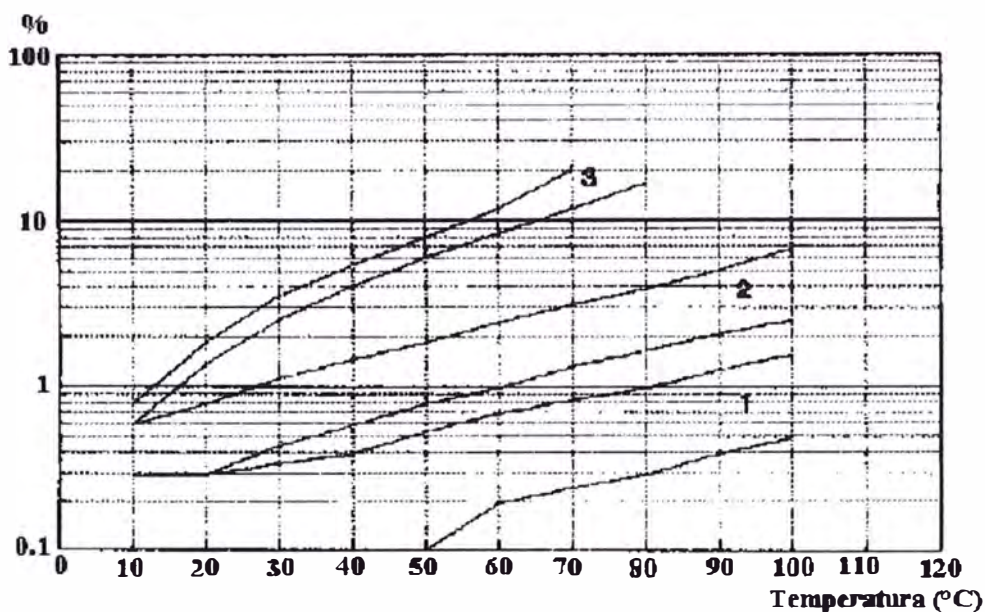


Fig. 2.13 Comportamiento de tangente delta vs temperatura

En la figura, notamos las siguientes zonas:

1. Aceite nuevo
2. Aceite envejecido en ausencia de degradación del aislamiento
3. Aceite envejecido en presencia de degradación del aislamiento

Dentro de los límites de funcionamiento normal, el valor de tangente delta no está sensiblemente ligado a la frecuencia ni al campo eléctrico, en cambio la temperatura resulta el parámetro que más influye.

Su medición permite la evaluación del resultado de pruebas dieléctricas, poniendo en evidencia eventuales alteraciones de naturaleza físico-química o bien degradamientos del dieléctrico durante las pruebas.

El factor de disipación del aislamiento de un transformador ($\tan\delta$) se obtiene por lectura directa a través de un puente capacitivo (puente de Schering), por su parte el factor de potencia se calcula a partir de los valores de factor de disipación obtenidos.

Tanto el factor de disipación ($\tan\delta$), como el de potencia deben asumir valores bajos, pues representan pérdidas indeseables en el aislamiento que pueden diagnosticar presencia de cavidades en ésta y por ende aparición de descargas parciales.

Para el caso de los bushings del transformador, la medición de los factores de pérdida se realiza empleando métodos que dependerá del tipo de bushing presente.

Para bushings capacitivos se realiza la medición con puentes capacitivos entre el terminal del bushing y el tap de voltaje.

Para bushings no capacitivos, la medición de los factores de pérdida se lleva a cabo empleando el método del collar caliente.

Otra lectura que entrega la prueba del factor de potencia, son las capacitancias de los bobinados, que son una medida de cómo se encuentra el aislamiento de cada bobina. Conociendo los valores de la corriente de carga, el voltaje de prueba y la frecuencia, la capacitancia del aislamiento se determina de la siguiente manera:

$$C = I_{CARGA} \times \sin \frac{f}{V} = \frac{I_{CARGA}}{V} \quad (2.3)$$

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

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

$$I_{CARGA} = \frac{V}{\omega C} \quad (2.4)$$

Donde:

I_{CARGA} : Magnitud de la corriente de carga

V: Voltaje aplicado

ω : Frecuencia angular ($2\pi f$)

C: Capacitancia

De las fórmulas anteriores puede determinarse la máxima capacitancia que un equipo de prueba puede aceptar para obtener mediciones confiables. A continuación se muestra el esquema básico y típico de un transformador.

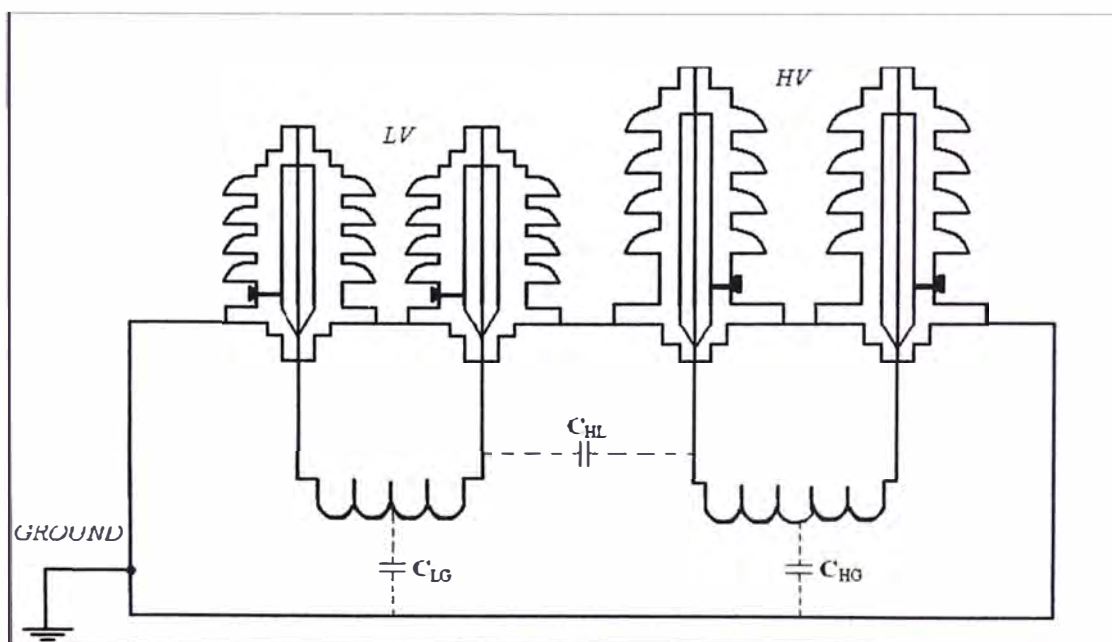


Fig. 2.14 Esquema básico de un transformador

Donde:

C_{HG} es el aislamiento entre el conductor de alto voltaje y las partes aterradas, incluyendo bushing, aislamiento de devanados, aislamiento de las partes de la estructura y aceite.

C_{LG} se refiere a las mismas partes y materiales entre el conductor de bajo voltaje y las partes aterradas.

C_{LH} se refiere a todo el aislamiento de los devanados barreras y aceite entre los bobinados de alta y baja tensión.

Análisis de resultados

Esta prueba detecta:

- Contaminación (humedad, suciedad, agentes destructivos).
- Deterioro (envejecimiento del aislamiento, ionización).
- Deformaciones mecánicas (cambios físicos en el aislamiento).

El resultado global de la prueba de medición del factor de potencia refleja las condiciones aislantes de los devanados, cambiadores de taps, bushings y aceite.

Las lecturas de la prueba de factor de potencia en transformadores pueden depender de ciertos factores como la temperatura y humedad. Valores aceptables de factor de potencia en transformadores suelen estar basados en valores comparativos de transformadores similares, o de pruebas anteriores al mismo transformador.

Los valores de capacitancias, deben ser comparados con valores históricos (valores de pruebas anteriores) además de los valores especificados por el fabricante.

Es importante tener claro que no resulta fácil emitir un juicio acerca de un determinado valor de medición de tangente delta, cuando no se dispone de otras medidas comparativas.

Los valores de factor de potencia en el transformador, pueden interpretarse en los tres sectores de la curva de vida del transformador de distinta forma:

- Si nos encontramos en la zona de falla inicial, un valor de factor de potencia elevado podría identificarse como un error en el montaje o un defecto de fábrica del aislamiento.
- Si se detecta un crecimiento anormal en la etapa de operación normal del equipo, éste pudo haberse debido a fallas por factores externos, como por ejemplo, descargas atmosféricas, etc.
- Si el crecimiento de este valor se presenta cuando el transformador bordea, o ha entrado a la zona crítica, es importante complementar con estudios adicionales, debido a que el aislamiento puede verse afectado seriamente por causas de envejecimiento mismo del equipo.



Fig. 2.15 Curva de falla de un equipo

b) Prueba de Capacidad y $\tan \delta$ de los bushings

Fundamento teórico

El bushing es una serie de capacitores concéntricos entre el conductor central y el conector del soporte de tierra. La capa conductora cerca del conductor de tierra puede ser unida al terminal del tap para tener un sistema de tres terminales.

El tap del bushing es de vital importancia como divisor de voltaje, y en diseño de alto voltaje el tap de potencial suele ser utilizado para suplantar el tap del bushing como relé y otros propósitos. En este diseño, el tap de potencial, también actúa como terminal del test de factor de potencia en bajo voltaje para el aislamiento principal del bushing C_1 .

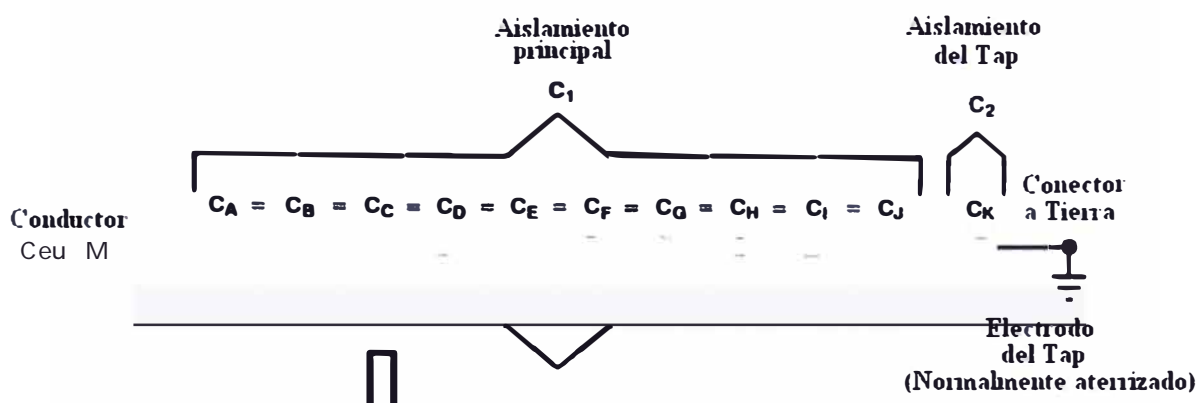


Fig. 2.16 Comportamiento de un bushing capacitivo

La figura anterior muestra un típico diseño de un condensador. Iguales capacitancias, C_A a través de C_1 , producen igual distribución de voltaje desde el conductor central energizado hasta la capa y brida del condensador aterrizado.

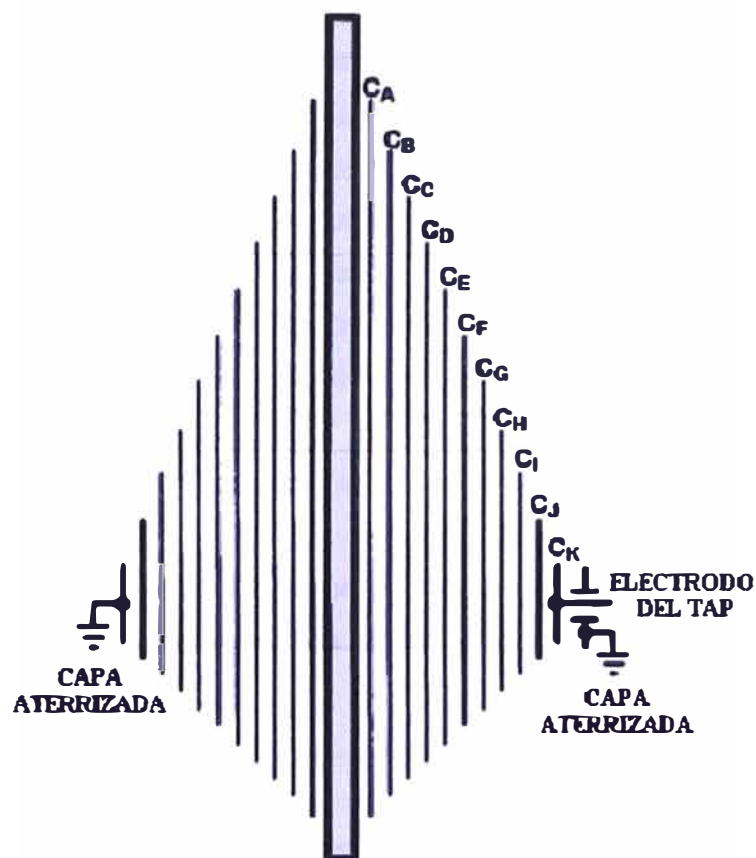


Fig. 2.17 Distribución de capas en un bushing capacitivo.

La prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia del bushing se usa para verificar el aislamiento de los bushings, además de la contaminación, deterioro y malformación del mismo (porcelana), mediante la medición de sus capacitancias.

La prueba consta de realizar medición de las capacitancias C_1 y C_2 , que se encuentran detalladas en la figura anterior (Fig. 2.17).

Al realizar la medición de la capacitancia C_1 , básicamente se toma lectura del estado del Aislamiento Principal Núcleo C_1 .

La medición de la capacitancia C_2 , toma lectura del estado del aislamiento del tap, aislamiento entre el núcleo y manga de tierra del bushing, parte del líquido o compuesto y parte de la porcelana cercana a la base.

Con esta parte de la prueba, se pueden detectar problemas como:

Aterrizaje impropio de la base.

Aislamiento del Tap rajado o contaminado.

Líquido contaminado en la cámara del bushing.

La prueba de factor de potencia en los bushings se aplica a aquellos que poseen toma capacitiva; como medida primordial deberán encontrarse desenergizados, montados en el equipo donde operarán normalmente.

Análisis de resultados

El objetivo de esta prueba es obtener información sobre el estado de aislamiento de los bushings. Las medidas de la prueba de factor de potencia en bushings pueden depender de ciertos factores como la temperatura y humedad. Valores aceptables de factor de potencia en transformadores suelen estar basados en valores comparativos de transformadores similares, o de pruebas anteriores al mismo transformador, sin embargo, se consideran normales valores de factor de potencia por debajo de 0.5%.

Los resultados de la prueba tienen que ser referenciados a valores estándar de temperatura (20°C).

Factores de potencia con valores de placa de 5 – 10% dependen del número total de capas de condensadores.

Un aumento en el valor del factor de potencia, indica contaminación o deterioro del aislamiento del bushing, más aún, si el transformador se encuentra en la etapa de envejecimiento del aislamiento.

Un aumento en la capacitancia, indica la posibilidad de un corto circuito en las capas de condensadores.

Una disminución en la capacitancia, indica la posibilidad de que el mango de conexión de tierra esté flojo o abierto, o una defectuosa conexión del tap de prueba.

Factores de potencia negativos, acompañados de una ligera reducción de la capacitancia, pueden darse en condiciones muy ocasionales, y pueden ser resultado desde inusuales condiciones de fugas internas y externas, resultantes de caminos de carbón. Según la norma IEEE, para los bushings, las diferencias entre los valores medidos y los de referencia no deben superar al 1%.

c) Prueba de Resistencia de aislamiento de los arrollamientos

Fundamento teórico

Esta prueba se puede realizar “off line” y/o “on line”, esta es una de las pruebas indispensables en el mantenimiento predictivo, sirve para:

Verifica el grado de humedad y contaminantes del transformador.

Brinda información importante acerca del estado del aislamiento de los bushings.

Para la medición de la resistencia de aislamiento, que es la resistencia mínima soportable en operación del aislamiento, se aplica el mismo criterio que en la medición de resistencia de los bobinados.

Esta prueba se realiza aplicando un nivel de tensión continua a cada uno de los bobinados manteniendo los demás bobinados derivados a tierra.

Además de la prueba de Resistencia de Aislamiento, existen dos índices que aportan con información para incrementar la exactitud de dicha prueba.

Índice de Polarización

La relación de índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 10 y 1 minuto.

$$\text{Índice de polarización} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento}_{10 \text{ minutos}}}{\text{Resistencia de aislamiento}_{1 \text{ minuto}}} \quad (2.5)$$

Índice de Absorción

La relación de índice de absorción es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 1 minuto y 30 segundos.

$$\text{Índice de absorción} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento}_{60 \text{ segundos}}}{\text{Resistencia de aislamiento}_{30 \text{ segundos}}} \quad (2.6)$$

Los valores de la prueba de resistencia de aislamiento junto con los valores de índice de polaridad y de absorción, dan una clara referencia del estado del aislamiento en un transformador.

Análisis de los resultados

Esta prueba detecta:

Problemas severos con el sistema de aislamiento.

Sequedad en el aislamiento del núcleo y de los bobinados.

Núcleo múltiplemente aterrizado.

Los valores que resulten de la prueba de resistencia de aislamiento, deben ser comparados con registros históricos, en condiciones atmosféricas similares.

Considerar que grandes diferencias entre estos valores, son indicadores de un deterioro o contaminación del aislamiento.

Otro dato de gran importancia en pruebas individuales es el índice de polarización y de absorción.

Para estos índices se consideran valores normales:

Superiores a 2 para el de polarización.

Superiores a 1.25 para el de absorción.

Índices menores que 1 indican problemas serios en el aislamiento del equipo.

No existe valor mínimo patrón establecido, sin embargo, para casos en que no existen resultados comparativos anteriores, se aconseja usar la siguiente fórmula:

De acuerdo a la IEEE

$$R = \frac{V}{kVA + 1000} (M\Omega) \quad (2.7)$$

R = Resistencia de aislamiento a 75°C obtenido en un minuto.

V = Tensión nominal en voltios del bobinado en prueba o el mayor valor entre las tensiones nominales de los bobinados ensayados

KVA = Potencia nominal del transformador

Los valores resultantes tendrán que referírseles a valores estándar referidos a una temperatura de 20°C.

2.4.3 Pruebas complementarias

a) Prueba de resistencia óhmica de los bobinados

Sustento teórico:

Esta prueba indica cambios en la resistencia DC de los bobinados en caso de que existieran vueltas cortocircuitadas, empalmes sueltos o malos contactos.

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.

La resistencia óhmica de un bobinado se determina mediante el uso de dos principios básicos, que utilizan una fuente de corriente directa.

Principio del puente: que compara la resistencia a ser medida con resistencias determinadas (patrones).

Principio de caída de tensión: aplicación directa de la Ley de Ohm:

$$R = \frac{V}{I} \quad (2.8)$$

Los métodos más usados para esta medición son:

Puente de Kelvin para medir resistencias desde 0.0001 a 110 óhmios, con error de 0.3 hasta 1%.

Puente de Wheaststone para medir resistencias de 0.001 hasta 1 Megaohmio.

Método de Voltímetro – Amperímetro para cualquier gama de resistencias.

Este método está sujeto siempre a tener unos valores de referencia con el fin de dimensionar de una forma correcta los equipos (Amperímetro, Voltímetro y Fuente).

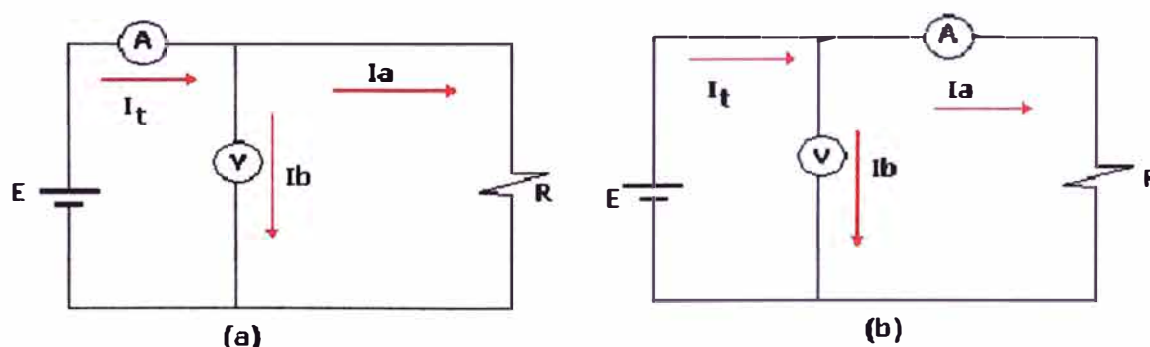


Fig. 2.18 Medición de resistencia de devanados.

La figura (a), describe una conexión Voltímetro Amperímetro usada para medir resistencias. Nótese que va a existir un error por exceso, debiendo ser empleado para medir resistencias mucho mayores que la del amperímetro.

La figura (b), resulta un error por defecto, debiendo emplearse para medir resistencias mucho menores que la del voltímetro.

Análisis de resultados

Detectar posibles anomalías debido a las variaciones de resistencia en:

Las conexiones.

Puentes abiertos o deteriorados.

Elevada resistencia en los contactos del regulador de tensión.

Con los resultados se deben tener las siguientes consideraciones:

En todos estos casos existirá una variación definida del valor de resistencia de bobinados considerada como normal (valor de referencia).

En bobinados trifásicos debe existir equilibrio en los valores de resistencia óhmica por fase, así como una proporcionalidad en los valores entre derivaciones, que indicará no haber influencia de resistencias adicionales.

Se puede hacer una comparación de los resultados obtenidos en las pruebas de aceptación en fábrica o en mantenimientos anteriores, con los obtenidos debiendo tomarse en cuenta condiciones climáticas semejantes.

Si se tiene la presencia de un bobinado trifásico conectado en delta abierto, uno de los valores obtenidos será aproximadamente igual al doble de cada uno de los otros valores medidos. Por el contrario, si se tiene un bobinado trifásico en delta o estrella con cortocircuito entre espiras de un bobinado, en dicho bobinados se aprecia una notable disminución de su valor óhmico. Una lectura menor que las otras dos iguales puede ser indicación de cortocircuito.

Para bobinados monofásicos el criterio para el análisis es similar, sin embargo, es necesario tener resultados de pruebas anteriores o pruebas en unidades semejantes para que se puedan hacer las comparaciones debidas.

Los valores de resistencia se miden en cada arrollamiento y en cada posición del conmutador, estos valores se comparan con la referencia (los valores dados por fábrica). Esta comparación debe considerar el efecto de la temperatura, para ello se usa la siguiente relación para la corrección:

$$R_s = R_m \left(\frac{T_k + T_s}{T_k + T_m} \right) \quad (2.9)$$

Donde:

R_s : Resistencia a un factor de referencia de temperatura (Ω).

R_m : Medición actual de resistencia (medida en campo) (Ω).

T_s : Factor de referencia de temperatura.

T_m : Temperatura a la que se realizan las mediciones.

T_k : Constante particular del tipo de metal del arrollamiento.

$t_k = 234,5 \text{ }^\circ\text{C}$ para el cobre

$t_k = 225 \text{ }^\circ\text{C}$ para el aluminio

Una vez obtenidos los valores de resistencia referidos a una misma temperatura, estimaremos la diferencia entre los valores de resistencia referenciales y los medidos en campo mediante la relación, comparando el error, según norma IEEE esta diferencia no debe exceder el $\pm 5 \%$.

$$e(\%) = \frac{R_m - R_f}{R_f} \times 100 \quad (2.10)$$

$e(\%)$: Diferencia entre los valores de resistencia medidos y de referencia.

R_m : Medición actual de resistencia (medida en campo) (Ω).

R_f : Medida de resistencia de referencia (Ω).

b) Relación de transformación, polaridad y fase

Fundamento teórico

Prueba realizada "off line", el objetivo de la prueba de relación de transformación es medir la relación entre el número de vueltas entre los arrollamientos primarios y secundarios comparando los resultados con los datos de placa o con resultados obtenidos en pruebas anteriores.

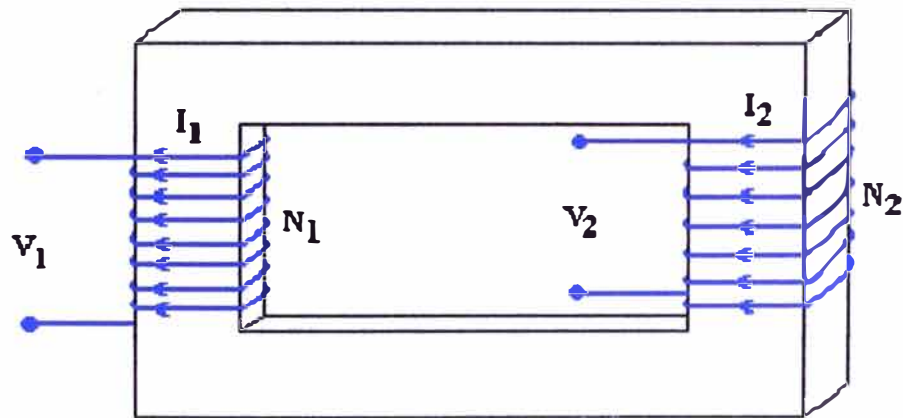


Fig. 2.19 Esquema para determinar relación de transformación

La ecuación fundamental de la relación entre el primario y secundario de un transformador relaciona corrientes y voltajes con la relación de transformación (n).

$$n = \frac{N_{\text{PRIMARIO}}}{N_{\text{SECUNDARIO}}} = \frac{V_{\text{PRIMARIO}}}{V_{\text{SECUNDARIO}}} = \frac{I_{\text{PRIMARIO}}}{I_{\text{SECUNDARIO}}} \quad (2.11)$$

La relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referenciadel bobinado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido. Se debe medir en cada posición del conmutador y para cada bobinado.

Análisis de resultados

Esta prueba detecta cortocircuitos o circuitos abiertos en los bobinados, problemas con las conexiones del cambiador de taps, y además sirve para confirmar las relaciones de los datos de placa.

Tomados los valores se procede a la comparación con los valores de referencia, las diferencias podrían ser indicadores de circuitos abiertos, espiras en cortocircuito, defectos en los contactos del conmutador, etc. Según la norma IEEE, la diferencia entre los valores medidos y los valores de referencia deben ser inferiores en $\pm 0,5\%$.

La prueba de polaridad y el ángulo de fase tiene importancia cuando el transformador se encuentra conectado en paralelo con otros transformadores. Mediante esta prueba se verifica la desviación angular entre el primario y secundario en cada fase. Las diferencias con los valores de referencia, pueden ser debido a desplazamientos geométricos entre arrollamientos generados por esfuerzos de carácter dinámico.

c) Prueba de Corriente de excitación

Fundamento teórico

Prueba realizada "off line", esta prueba es muy útil para detectar:

- Daños en la estructura magnética y arrollamientos.
- Aislamiento entre espiras.
- Defectos en el conmutador.
- Fallas en el aislamiento entre láminas del núcleo.
- Mal contacto entre láminas sueltas.
- Sobrecalentamientos.
- Fallas en el sistema de puesta a tierra.

La corriente de excitación en un transformador de potencia suele ser poco intensa. Normalmente están en el rango del 4% al 8% de la corriente nominal. Valores superiores al 10% de la corriente nominal son sospechosos de la existencia de un problema interno.

Estos defectos producen cambios en la reluctancia efectiva del circuito magnético, modificando la corriente requerida para forzar el flujo dado a través del núcleo.

La corriente de excitación es la que se genera en el transformador si se aplica voltaje en los terminales del primario, cuando el secundario se encuentra abierto osin carga.

La magnitud de la corriente de excitación, depende en parte de:

- Voltaje aplicado.
- Número de vueltas en el devanado,
- Dimensiones del bobinado, de la reluctancia y de otras condiciones tanto geométricas como eléctricas que existen en el autotransformador.

Una corriente de excitación excesiva, puede deberse a un corto circuito entre una o varias espiras del bobinado, cuyo valor se adiciona a la corriente normal de excitación; también el exceso de corriente puede deberse a defectos del circuito magnético, como por ejemplo a fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo, o al aislamiento entre laminación.

Análisis de resultados

La corriente de excitación, es inherente al voltaje de excitación aplicado y a las características propias de cada transformador en análisis, razón por la cual, no existen valores definidos como estándar de funcionamiento.

d) Prueba de Impedancia de cortocircuito

Fundamento teórico

Prueba realizada "off line", la impedancia de cortocircuito depende (entre otros factores) de la distancia entre las espiras de los bobinados. Este parámetro se mide con el fin de detectar posibles movimientos de los arrollamientos generados durante el transporte o en esfuerzos durante el servicio.

Un método conveniente para medir la impedancia de cortocircuito es el método de voltímetro amperímetro.

Es un método que puede utilizarse la mayor parte de transformadores tanto monofásicos como trifásicos.

Básicamente consiste en conectar al transformador en cortocircuito por uno de los dos bobinados, aplicando al otro lado una tensión reducida hasta que pase por este lado del transformador la corriente nominal a través de la impedancia. La corriente y el voltaje son medidas simultáneamente. La impedancia es dada por la relación entre la medición del voltaje y la corriente. La medición se realiza fase por fase, los datos obtenidos serán comparados con los valores referenciales.

Análisis de resultados

Según la IEEE considera como valores aceptables si las diferencias permanecen por debajo del $\pm 3\%$.

e) Prueba de Descargas parciales

Fundamento teórico

Esta prueba se puede realizar "off line" y/o "online", siendo sus objetivos:

- Verificar que el aislamiento del transformador sometido a la tensión de ensayo tengan descargas que no superen ciertos niveles.
- Determinar el valor de la tensión a la cual aparecen subiendo (ignición) y desaparecen bajando (extinción).
- Determinar el nivel de descarga a una tensión fija.

- El estudio de la degradación del aislamiento a través del progreso de la magnitud de las descargas.

Se entiende por descarga parcial a cualquier descarga eléctrica que ocurre dentro de un medio aislante, estando dicha descarga restringida solamente a una porción del dieléctrico bajo prueba. De este modo la descarga sólo produce un deterioro “parcial” de la capacidad de aislación del dieléctrico.

Actualmente las descargas parciales se pueden medir por métodos eléctricos, acústicos o químicos.

Método eléctrico:

Se usan para medir las descargas en cada fase, una a la vez, usando el tap del bushing o collares especialmente diseñados para tal fin.

Las mediciones en campo tienen menor sensibilidad que las realizadas en fábrica, razón por la cual no son habituales.

Sin embargo, actualmente se usan sensores de campo especiales que sumadas a las precauciones especiales que se debe tener es posible realizar mediciones de alta precisión.

Método acústico:

Detecta la actividad de las descargas parciales por medio de sensores instalados en el tanque del transformador. La ventaja de este método es que además de medir la magnitud de la descarga también brinda información sobre la ubicación física de la fuente que ocasiona tal descarga.

Método químico:

Son los que tradicionalmente han sido usados para comprobar indirectamente la existencia de descargas parciales en el aislamiento, a partir de la información entregada por los gases que aparecen en el aceite.

f) Análisis de respuesta en frecuencia

Fundamento teórico

Prueba realizada “off line”, la prueba FRA (frequency response analysis), ha formado parte de muchos estudios desde hace décadas pero recién ha tomado repercusión hace algunos años.

Permite verificar la simetría constructiva del transformador comparando las respuestas en frecuencia de las tres fases entre sí, cuando son excitadas por una tensión de amplitud constante y frecuencia variable. En este análisis intervienen las inductancias y capacitancias distribuidas.

Para las pruebas se aplica una señal de excitación senoidal (U_1) con una amplitud de 10 V aproximadamente de frecuencia variable para medir la tensión (U_2).

El rango de frecuencia de ensayo es normalmente de 10 Hz a 1 – 10 MHz. A partir de allí podemos obtener el gráfico de Bode de la función de transferencia para cada fase. Por sí sola, la representación dada no brinda información importante, la importancia de esta prueba se manifiesta cuando las mediciones se realizan para diferentes estados del transformador, por ejemplo previo al transporte desde la fábrica hasta el lugar de emplazamiento y una vez instalado en su lugar definitivo.

De esta manera dependiendo del rango de frecuencias a las cuales existen discrepancias entre las diferentes mediciones, es posible verificar si hubo cambios en las capacidades distribuidas originadas por el movimiento de los arrollamientos, movimientos del núcleo, etc.

Finalmente cualquier efecto que produzca una alteración en la geometría interna del transformador (transitorios, esfuerzos electrodinámicos, etc.) puede ser evidenciado por la comparación gráfica de las respuestas en frecuencia de los estados anteriores y ulteriores al evento.

2.5 Prueba de termografía infrarroja

Fundamento teórico

Una de las técnicas del mantenimiento predictivo que a lo largo de los últimos años ha pasado a ser una de las más utilizadas es la Termografía Infrarroja.

Esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier cambio que se manifieste en un cambio de temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del campo infrarrojo.

Una falla mecánica, antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce en incremento de la temperatura que puede ser súbita, aunque en general y dependiendo del objeto la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se podrían detectar las fallas que comienzan a gestarse, con lo cual podríamos evitar salidas de servicio imprevistas.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tienen como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en el incremento de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de la resistencia óhmica, esto podría ser producido por:

- Conexiones flojas.
- Conexiones afectadas por la corrosión.
- Suciedad en contactos.
- Degradación de materiales aislantes.



Fig. 2.20 Equipo usado para inspección termográfica

Con la técnica tradicional de “limpiar y apretar” se efectúan acciones para corregir conexiones flojas y malos contactos, de esta forma estamos dando mantenimiento a los contactos lo necesiten o no, pero no se sabe si realmente se corrigió la falla.

Con termografía se localizan los problemas que deben ser corregidos a la vez se puede encontrar otros problemas que en circunstancias normales no serían detectados. Para la realización de la prueba se utiliza una cámara especial, compacta y ligera, los datos son guardados y pueden ser descargados para su análisis en una computadora.

A continuación presentamos algunas aplicaciones del uso de este método.

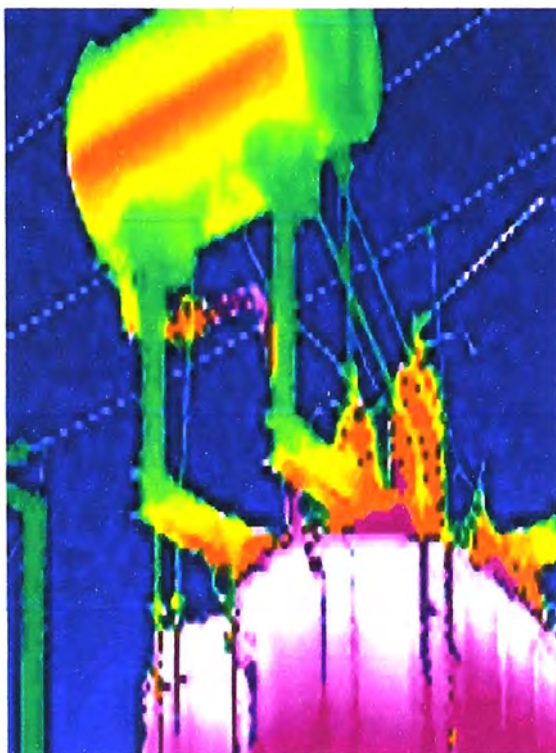


Fig. 2.21 Lodo en el Tanque de expansión

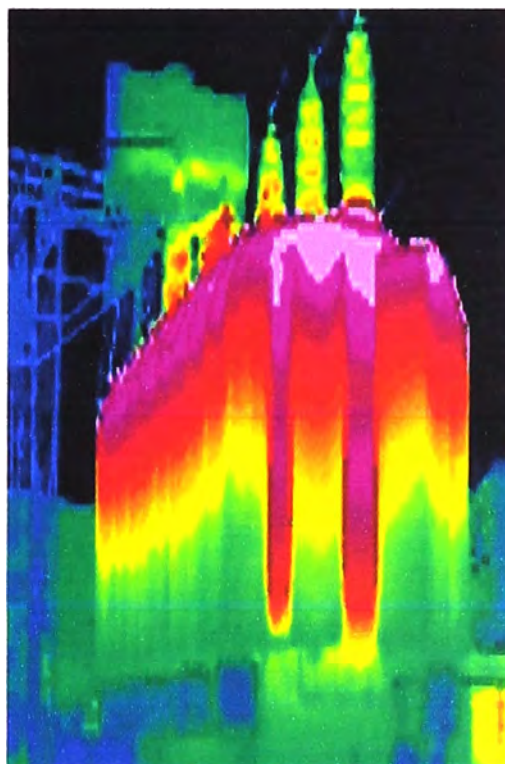


Fig. 2.22 Flujo de aceite en el transformador

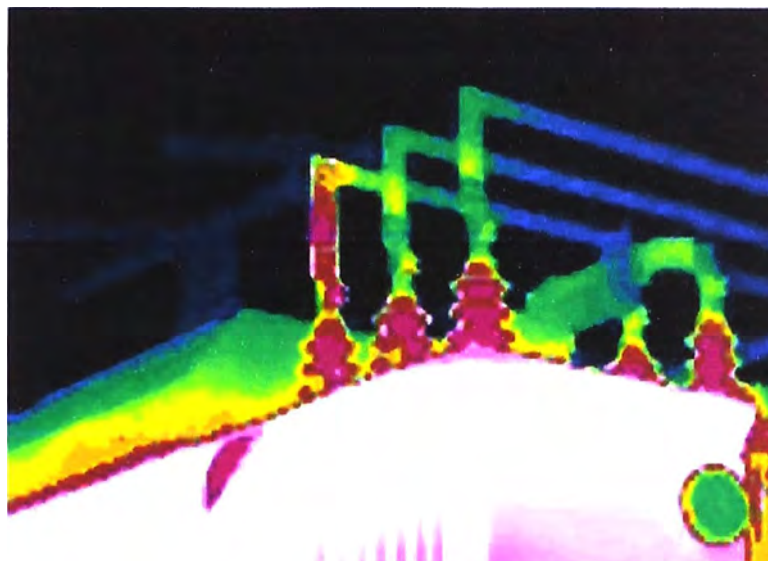


Fig. 2.23 Daño de una fase de corriente

2.6 Análisis de gases generados (método de cromatografía de gases)

Objetivo

Los principales objetivos de la cromatografía de gases son:

Supervisar un transformador en operación que se presume que tienen una falla incipiente.

Monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de falla.

Tener conocimiento de la naturaleza y localización de la falla.

Asegurarse de que el transformador recién adquirido no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que da el fabricante.

Fundamento teórico

El análisis de gases disueltos (AGD) en aceite se inició alrededor de 1956 en investigaciones de los gases procedentes del disparo de los relés Buchholz protectores del transformador. Se consideran como parámetros básicos:

Las cantidades de ciertos tipos de gases generados.

Las proporciones relativas entre distintos gases y la velocidad de aparición / variación de los gases en las muestras recogidas.

El diagnóstico de fallas a partir de los gases generados en el aceite aislante se basa en una medida de ciertos gases que se generan cuando el transformador se somete a esfuerzos eléctricos (sobrecarga, arcos, chisporroteo, descargas por corona) y térmicos anormales (sobrecalentamiento del sistema de aislamiento), consecuencia de la degradación del aceite aislante.

El tipo y la concentración de estos gases dan claras muestras del estado del aislamiento, ya que el envejecimiento normal emite pequeñas cantidades de dichos

gases, pero condiciones de fallas se generan grandes cantidades de éstos. La mayoría de las fallas incipientes proporcionan evidencias, y por lo tanto, pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos del aceite. Para ello, es muy usada la cromatografía de gases que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite.

Los gases típicos generados por algunas fallas en transformadores de potencia se muestran en el cuadro.

TABLA 2.10 tipos de gases generados. [4]

Tipo de gas	Símbolo
Hidrógeno	H ₂
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂
Metano	CH ₄
Monóxido de carbono	CO
Etano	C ₂ H ₆
Dióxido de carbono	CO ₂
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂

Nota: En el análisis se registran también propileno (C₃H₆), propano (C₃H₈), ybutano (C₄H₁₀), que en menor escala se utilizan en procesos de diagnóstico.

Los mecanismos de falla más comunes son:

Arqueo

Corona

Descargas de baja energía

Puntos calientes.

Cada uno de estos mecanismos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la degradación de los materiales aislantes, así como en la formación de gases combustibles y no combustibles. De la operación normal se tiene también la formación de algunos gases.

En un transformador, estos gases se encuentran disueltos en el aceite aislante, en el espacio existente encima del aceite o en los dispositivos de colección de gases (relé Buchholz). La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de degeneración. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso.

A continuación daremos una breve descripción de cada uno de los gases generados en el interior de un transformador:

Hidrógeno (H₂)

- Gas que se genera en cualquier incipiente falla, tanto con descargas de baja o alta energía con electrólisis de agua.
- Normalmente se genera a partir de los 100°C.
- En descargas de alta energía, los principales gases son acetileno e hidrógeno, normalmente en relación 1 a 2.

Metano (CH₄)

- Gas que se produce debido a descargas parciales o descomposición térmica del aceite.
- No es común en transformadores con corrientes altas, sin embargo, en base a datos históricos es importante determinar el grado de producción.
- Generalmente su aparición empieza desde los 150°C.

Etano (C₂H₆)

- Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite.
- Se genera a partir de los 250°C y tiene una amplia concentración a partir de los 280°C.

Etileno (C₂H₄)

- Es generado por temperaturas desde los 350°C.
- Normalmente se genera por descomposición térmica del aceite o el aislamiento.

Acetileno (C₂H₂)

- Este gas es generado por alta temperatura superior a 500 °C.
- Causado por una falla con presencia de arco. Esto podría ser razón de alarma, si la generación de gas resulta grande en un período corto de tiempo.

En algunos casos, transformadores con altas corrientes pueden causar arcos en los componentes de acero, por lo tanto antes de realizar cualquier trabajo se requiere un análisis total de los gases.

Monóxido de carbono (CO)

- Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en partículas del papel celulosa.

Dióxido de carbono (CO₂)

- El dióxido de carbono se genera por envejecimiento térmico o descargas en partículas del material aislante.
- Si la relación de CO₂ a CO es mayor de grande, algún sobrecalentamiento está afectando el papel celulosa.

Totalidad de gases combustibles

- La totalidad de gases combustibles se indica como porcentaje de la totalidad de gases.
- Niveles aceptables varían con el tipo de transformador y su ciclo de trabajo. Por tanto, las tendencias son importantes, y son necesarios datos históricos para determinar acciones a seguir.
- Niveles que exceden 5 % requieren incrementar la frecuencia de extracción de muestras.
- Se aconseja en este caso consultar al fabricante para una interpretación de algún dato cuestionable.

La Totalidad de Gases Combustibles se calcula como la sumatoria de todos los gases combustibles del total de la muestra:

$$TGC = H_2 + CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4 + C_2H_6 + CO \quad (2.13)$$

Obtenidas las concentraciones a través del método de cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador, por ejemplo:

- Las relaciones de Dörnenburg
- El triángulo de Duval
- Patrones de diagnóstico a través de análisis individuales y concentración total de gases disueltos (AGD)
- Las relaciones entre gases de R. R. Rogers.

Las primeras dos están orientadas a diagnosticar la condición del transformador basándose en una interpretación gráfica.

Existen dos maneras de representar los resultados de la cromatografía de gases:

- A partir de las concentraciones individuales de cada gas.
- Por las relaciones entre gases.

2.6.1 Método de diagnóstico del transformador a través de análisis individuales (AGD) y concentración total de gases disueltos (TGCD).

Los gases que son parte de la degradación del aceite y el papel son el hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono y oxígeno, a excepción del carbono y el oxígeno, todos estos gases son formados por la degradación del aceite.

El monóxido de carbono, el dióxido de carbono y el oxígeno son formados por la degradación del aislamiento de la celulosa (papel). El dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno y la humedad, pueden ser absorbidos desde el aire si existe una interfaz entre aceite y aire o a su vez si existe una fisura en el tanque.

Los tipos y cantidad de gases son determinantes cuando una falla ocurre en un transformador y la severidad del evento.

Se han adoptado cuatro criterios para clasificar los riesgos de un transformador (proporcionados por la IEEE), cuando no se dispone de una historia previa, para funcionamiento continuo con distintos niveles de gases combustibles.

Este criterio no es aceptado universalmente, pero es una herramienta más que nos ayuda a evaluar el estado de un transformador.

El criterio que se utiliza consiste en evaluar la concentración individual y total de todos los gases combustibles como se indica en la Tabla 2.13. Que muestra la concentración de gases combustibles en forma individual y total de acuerdo con cuatro condiciones.

Condición 1:

- a) Si la totalidad de gases combustibles disueltos (TGCD) se encuentra por debajo de este nivel, se considera que el transformador está funcionando en condiciones satisfactorias.
- b) Si la concentración de cualquier gas combustible individual supera los niveles indicados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 2:

- a) Si concentración de la totalidad de gases combustibles disueltos (TGCD) se encuentra dentro del rango significa que el nivel de gases combustibles es superior al normal.
- b) Cualquier gas combustible individual que supere los niveles especificados se debe realizar una investigación adicional. Es posible que se presente alguna falla, se debe tomar muestras y hacer un AGD para calcular la tasa de generación de gases.

Condición 3:

- a) Si la concentración de la totalidad de gases combustibles disueltos (TGCD) se encuentra dentro del rango significa un alto nivel de descomposición en el aislamiento (celulosa o aceite).
- b) Cualquier gas combustible individual que exceda los límites especificados se debe realizar una investigación adicional. Probablemente se está en presencia de una o varias fallas, se debe tomar muestras y hacer un AGD para calcular la tasa de generación de gases.

Condición 4:

- a) Si la concentración de la totalidad de gases combustibles disueltos (TGCD) se encuentra dentro del rango indica una excesiva descomposición del aislamiento (aceite o celulosa). Un servicio continuo podría provocar una falla del transformador.

TABLA N° 2.11 Concentración de gases disueltos. [7]

Rango	Límite de concentración de gases disueltos (ppm)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TGCD
Cond. 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Cond. 2	101	121	36	51	66	351	2500	721
	A	A	A	A	A	A	A	A
Cond. 3	700	400	50	100	100	570	4000	1920
	701	401	51	101	101	571	4011	1921
Cond. 4	A	A	A	A	A	A	A	A
	1800	1000	80	200	150	1400	10000	4630
Cond. 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

TGC: totalidad de gases disueltos

La tabla es aplicable a transformadores nuevos o recientemente reparados, los valores indicados se han obtenido de la experiencia de distintos fabricantes. El usuario puede adoptar diferentes concentraciones de gases individuales o totales disueltos en función de la experiencia con otros transformadores similares.

La tabla siguiente indica los intervalos y procedimientos de operación recomendados para distintos porcentajes de niveles de gases combustibles.

TABLA N° 2.12 Procedimientos recomendados para las diferentes condiciones. [7]

Condición	Nivel TGC (%)	Relación TGC (% al día)	Intervalos de muestras	Procedimiento de operación
Condición 4	TGC ≥ 5	> 0,03	Diario	Sacar de servicio.
		0,03 – 1	Diario	Avisar al fabricante.
		< 0,01	Semanal	Usar con cuidado. Analizar gases individuales.
Condición 3	2 ≤ TGC < 5	> 0,03	Semanal	Usar con cuidado. Analizar gases individuales.
		0,03 – 0,01	Semanal	
		< 0,01	Mensual	
Condición 2	0,5 < TGC < 2	> 0,03	Mensual	Usar con cuidado. Analizar gases individuales.
		0,03 – 0,01	Mensual	
		< 0,03	Cuatrimstral	
Condición 1	TGC < 0,5	> 0,03	Mensual	Usar con cuidado. Analizar gases individuales.
		0,03 – 0,01	Cuatrimstral	
		< 0,03	Anual	

Una vez establecidos los métodos para realizar un análisis de gases, se debe determinar cuál o cuáles métodos usar, si se requiere usar métodos en conjunto.

2.6.2 Evaluación del tipo de falla

Para la evaluación del tipo de falla se usarán los siguientes métodos:

- Las relaciones de Döernenburg
- Relaciones entre gases de R. R. Rogers.
- El triángulo de Duval
- Método del gas característico

a) Las relaciones de Döernenburg

El Método de las Relaciones de Doernenburg sugiere la existencia de 3 tipos de falla:

* **Falla Térmica**

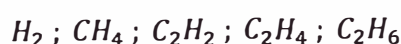
Descomposición térmica del aceite mineral que se genera en un rango de temperatura entre 150°C y 500°C.

* **Falla Eléctrica (LPD)**

Descargas de baja intensidad (Corona).

* **Falla Eléctrica (HPD)**

Arcos de alta intensidad, que por lo general se presentan en un rango de 700°C a 1800°C. Este método utiliza las concentraciones de los gases:



Con los que formamos las siguientes relaciones:

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2} \quad R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad R_3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} \quad R_4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} \quad (2.14)$$

Haciendo el cálculo de las relaciones anteriores y observando los valores que alcanzan se puede decir que el transformador posee alguna falla o algunas fallas. Previamente debemos considerar los siguientes valores de las concentraciones de gases en p.p.m.:

TABLA N° 2.13 Concentración de gases en ppm. [7]

L1 (Concentración de gases en p.p.m.)		
Hidrógeno	H ₂	100
Metano	CH ₄	120
Acetileno	C ₂ H ₂	35
Etileno	C ₂ H ₄	50
Etano	C ₂ H ₆	65
Monóxido de carbono	CO	350

Estos valores, calculados anteriormente, son ubicados en el siguiente gráfico el cual nos sirve para diagnosticar el tipo de falla del transformador:

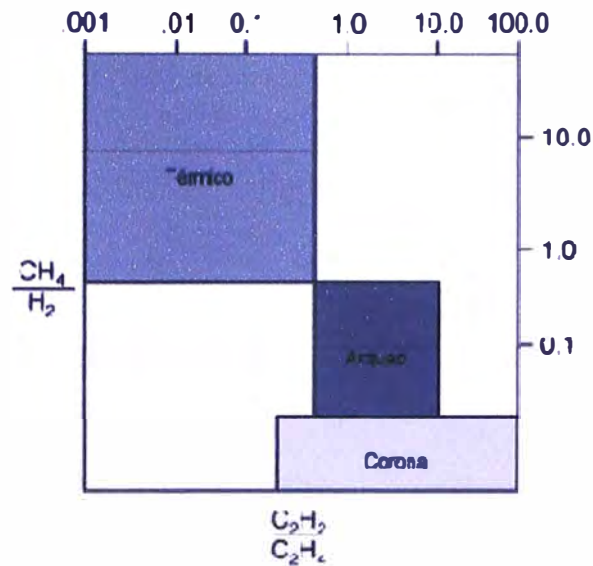


Fig. 2.24 Gráfico para el diagnóstico del tipo de falla del transformador

A continuación mostramos, mediante un diagrama de flujo, el procedimiento Döernenburg:

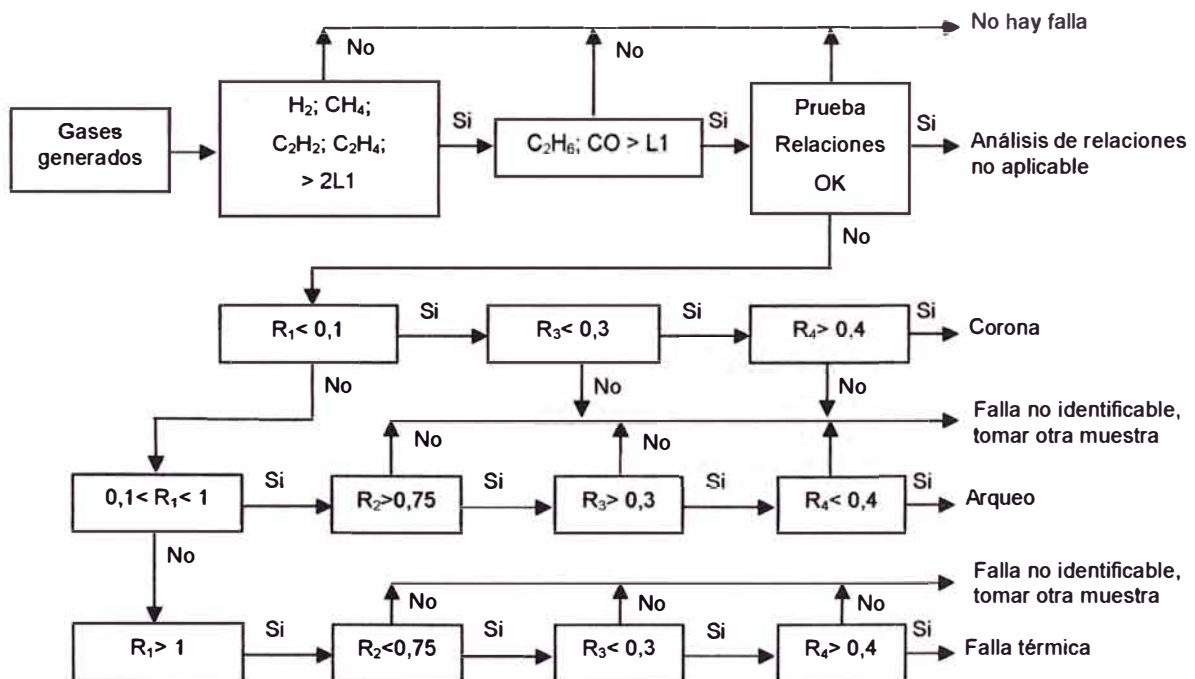


Fig. 2.25 Diagrama de flujo para el procedimiento Döernenburg

Los valores de las concentraciones de gases son primero comparados con las concentraciones indicadas en la tabla anterior, con el propósito de establecer si existe realmente un problema con el transformador y si existe suficiente generación de cada

uno de los gases para poder aplicar un diagnóstico en base a relaciones. Luego, el orden que se encuentra en la figura anterior, las relaciones son comparadas con valores límites para así obtener un diagnóstico preliminar. El diagrama de flujos, muestra un procedimiento de cinco pasos claves para llegar a un diagnóstico:

Paso 1:

Los gases obtenidos por extracción de gases y separados individualmente por cromatografía.

Paso 2:

Si al menos una de las concentraciones en partes por millón de H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 exceden el valor del doble de las concentraciones L1 mostradas en la tabla anterior, y una de las concentraciones de los otros tres gases excede el límite mostrado en la misma tabla, la unidades considerada defectuosa y es factible proceder al paso 3, para determinar la validez de un procedimiento con relaciones.

Paso 3:

Si por lo menos uno de los gases en cada relación excede al valor de los límites sugeridos en la tabla anterior, el análisis de relaciones es procedente, caso contrario, las relaciones no son significantes y debe proceder a realizarse otro muestreo o investigar con procedimientos alternativos.

Paso 4:

Asumiendo que el análisis de relaciones es permisible, cada relación es comparada con los límites sugeridos en el cuadro de flujo.

Paso 5:

Se verifica las combinaciones de los valores de los gases, y si la secuencia desemboca en un tipo de falla, se dirá que el diagnóstico es válido. Este método, es muy general, y simplifica las clases de contingencias en tres: Falla térmica, Arqueo o Corona.

Ventaja:

Es el uso de todos los gases combustibles y de cuatro de las principales relaciones para el análisis. Además, es un método que unifica los dos tipos de diagnóstico, el primero basado en concentraciones independientes y el segundo que se basa en combinación de relaciones.

Desventaja

Existen combinaciones entre relaciones de gases, que no arrojan resultado y el método no identifica si existe falla y recomienda tomar otra muestra, lo que reduce la fiabilidad del método.

El método se encuentra referenciado en la norma IEC C57.104 – 1991.

Aplicación:

A continuación se muestra una cromatografía realizada a un transformador, donde se obtuvo los siguientes valores de concentración de gases:

TABLA N° 2.14 Valores reales de prueba de cromatografía. [7]

Gas	Concentración (ppm)
Hidrógeno	250
Metano	1160
Acetileno	3
Etileno	1540
Etano	435
Monóxido de Carbono	232
Dióxido de Carbono	1930
Oxígeno	2580
Nitrógeno	36300

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{1160}{250} = 4,64$$

$$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{3}{1540} = 0,002$$

$$R_3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} = \frac{3}{1160} = 0,003$$

$$R_4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} = \frac{435}{3} = 145$$

Comparando la concentración de los gases con la tabla antes expuesta L1, observamos que en efecto, más de un gas supera los límites indicados en la misma, por consiguiente, puede procederse al análisis de las relaciones.

Si analizamos las relaciones:

$$R_1 > 1 ; R_2 < 0,75 ; R_3 < 0,3 ; R_4 > 0,4$$

Vemos que la combinación encaja en una falla térmica.

(referirse al diagrama de flujo).

b) Relaciones entre gases de R. R. Rogers.

El Método de las Relaciones de Rogers sigue el mismo procedimiento general dado para el Método de las Relaciones de Doernenburg, excepto que en vez de utilizar cuatro relaciones solo se utilizan tres:

$$R_1,$$

$$R_2$$

$$C_2H_4/C_2H_6.$$

TABLA N° 2.15 Relaciones a usar método de Rogers. [7]

Gases empleados	Relaciones a usar
Hidrógeno (H ₂) Metano (CH ₄) Acetileno (C ₂ H ₂) Etileno (C ₂ H ₄) Etano (C ₂ H ₆)	Metano/Hidrógeno Acetileno/Etileno Etileno/Etano

Es decir, este método se basa en tres relaciones de los cinco gases primarios de la descomposición del aceite de acuerdo a su aparición, según sea la temperatura relativa de la falla.

Se debe tener en cuenta que tanto el método de relaciones de Doernenburg y el método de las Relaciones de Rogers no son herramientas para detectar fallas en transformadores, pero si son herramientas para analizar el tipo de falla que está presente en el transformador.

La IEEE hace dos recomendaciones sobre el uso de ambos métodos:

- * Use el método de relaciones de Doernenburg cuando los niveles de las concentraciones de los gases deben ser significativas.
- * Use el método de las Relaciones de Rogers cuando las concentraciones de los gases excedan los niveles normales de Tabla N° 2.14 condición 1.

Se debe considerar también que dentro de los métodos de Rogers y Doernenburg no existe la relación CO₂/CO, sin embargo esta relación es muy útil para determinar si alguna falla en el transformador está afectando al aislamiento de celulosa.

Algunos ejemplos de los valores de la relación CO₂/CO:

- Si CO₂/CO < 3, indica que el papel está involucrado en una falla del tipo eléctrico (arco o chisporroteo), junto con algo de carbonización de papel.
- Si CO₂/CO ≈ 7, valor normal.
- Si CO₂/CO > 10, generalmente indican falla del tipo térmico que involucra al papel.

Esta relación es válida si el CO₂ proviene del interior del transformador y no a causa de la degradación propia del papel (envejecimiento), fugas en el transformador o contaminación de la muestra.

TABLA 2.16 Cuadro de códigos para el método de Relaciones de Rogers. [7]

CÓDIGO RANGO DE DATOS		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	LÍMITES DE DETECCIÓN Y X10 LÍMITE DE DETECCIÓN.
	< 0, 1	0	1	0	Acetileno (C ₂ H ₂) 1 ppm 10 ppm
	0, 1 – 1	1	0	0	Etileno (C ₂ H ₄) 1 ppm 10 ppm
	1 – 3	1	2	1	Metano (CH ₄) 1 ppm 10 ppm
	> 3	2	2	2	Hidrógeno (H ₂) 5 ppm 50 ppm Etano (C ₂ H ₆) 1 ppm 10 ppm
CASO	TIPO DE FALLA				EJEMPLOS TÍPICOS
0	No hay falla	0	0	0	Envejecimiento Normal
1	Descargas parciales de baja energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad.
2	Descargas parciales de alta energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad, pero presentando degradación o perforación de aislamiento sólido
3	Descargas parciales de baja energía	1 – 2	0	1 – 2	Arqueos continuos en el aceite debido a malas conexiones de diferente potencial o a un potencial flotado. Ruptura de aceite entre materiales sólidos.
4	Descargas de alta energía	1	0	2	Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra
5	Falla térmica por temperaturas inferiores a 150°C	0	0	1	Sobrecalentamiento de conductor aislado.
6	Falla térmica por temperaturas entre 150 y 300°C	0	2	0	Sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo.
7	Falla térmica por temperaturas entre 300 y 700°C	0	2	1	
8	Falla térmica por temperaturas superiores a 700°C	0	2	2	Incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos/uniones (formación de carbón debido a pirólisis).

c) El triángulo de Duval

Uno de los diagnósticos más acertados para calificar la naturaleza y severidad de una falla interna en un transformador es el triángulo de Duval, que considera tres gases característicos de las fallas más críticas que se pueden presentar en un transformador inmerso en aceite mineral aislante.

Fundamentado en bases de datos muy amplias, y últimamente muy utilizada, ha probado ser muy preciso con un alto reconocimiento por la comunidad científica.

Los gases que considera Duval son:

- * **Metano (CH_4)**

Gas característico clave indicativo de efecto corona o descargas parciales.

- * **Etileno (C_2H_4)**

Indicativo de punto caliente.

- * **Acetileno (C_2H_2)**

Gas característico de la presencia de arco interno.

A continuación mostramos el gráfico que nos ayudará a este análisis:

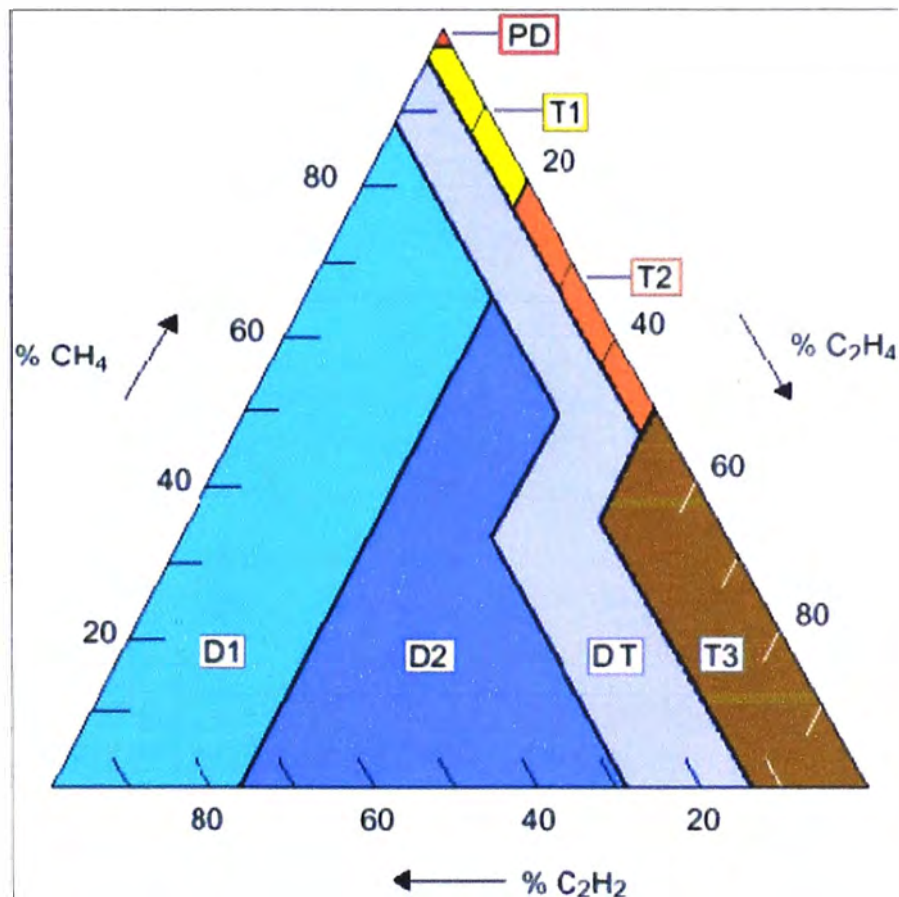


Fig. 2.26 Triángulo de Duval

Donde:

PD = Descarga Parcial

T1 = Falla Térmica bajo los 300°C

- T2 = Falla Térmica entre 300°C y 700°C
 T3 = Falla Térmica a mas de 700°C
 D1 = Descarga de baja energía (Chispa)
 D2 = Descarga de Alta energía (Arco)
 D3 = Falla Eléctrica y Térmica en conjunto

Concentraciones (ppm) de metano (CH₄), etileno (C₂H₄) y acetileno (C₂H₂) se expresan como porcentajes del total (CH₄ + C₂H₄ + C₂H₂) y se representa como un punto (%CH₄, %C₂H₄, %C₂H₂) en un sistema de coordenadas en el gráfico triangular que se ha subdividido en zonas de fallas. La zona de la falla en la que se encuentra el punto designa el tipo de falla probable que produjo que la combinación de las concentraciones de gases.

El método del triángulo Duval, al igual que cualquier otro método de diagnóstico de DGA, se debe aplicar sólo cuando existe alguna sospecha de un fallo, basado en el aumento de gas combustible o algún síntoma sospechoso. El método de diagnóstico en sí mismo no es un medio de detección de fallas.

Debido a la imprecisión relativa de gas en las mediciones de concentración de aceite en bajas concentraciones, los métodos de diagnóstico DGA, incluyendo el Triángulo de Duval, no debe aplicarse a menos que las concentraciones de gas están muy por encima del límite de detección.

Las coordenadas y límites de las zonas de falla tanto de descargas como de fallas térmicas se indican en el triángulo. La zona DT corresponde a la zona donde se superponen las térmicas y eléctricas.

Las coordenadas del triángulo correspondientes a los resultados del ADGD, en ppm pueden calcularse como sigue:

$$\%C_2H_2 = 100(\text{ppm de } C_2H_2) / (CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2)$$

$$\%C_2H_4 = 100(\text{ppm de } C_2H_4) / (CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2)$$

$$\%CH_4 = 100(\text{ppm de } CH_4) / (CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2)$$

Son muchos los casos en los que utilizando este eficiente método se ha logrado evitar fallas catastróficas de unidades con fallas internas en progreso.

Aplicación:

Supongamos que en un transformador se encuentra que los aumentos recientes de 45 ppm de CH₄, 90 ppm de C₂H₄, y 15 ppm de C₂H₂. Como un aumento significativo de C₂H₄ y C₂H₂ es justificación suficiente para sospechar que un fallo y aplicar el método del triángulo Duval.

Paso1:

Calcular: $T = CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2 = 45 + 90 + 15 = 150.$

Paso 2:

Expresar la cantidad de cada gas como porcentaje del T.

$$\%CH_4 = 100 \cdot CH_4 / T = 100 \cdot 45 / 150 = 30\%$$

$$\%C_2H_4: 100 \cdot C_2H_4 / T = 100 \cdot 90 / 150 = 60\%$$

$$\%C_2H_2: 100 \cdot C_2H_2 / T = 100 \cdot 15 / 150 = 10\%$$

Paso 3:

Marcar un punto en el triángulo que es:

- 30% del camino hasta el eje de CH_4 ,
- 60% de la distancia entre el eje C_2H_4 ,
- 10% de la forma a través del eje C_2H_2 .

$$CH_4=30\%, C_2H_4=60\%, C_2H_2=10\%$$

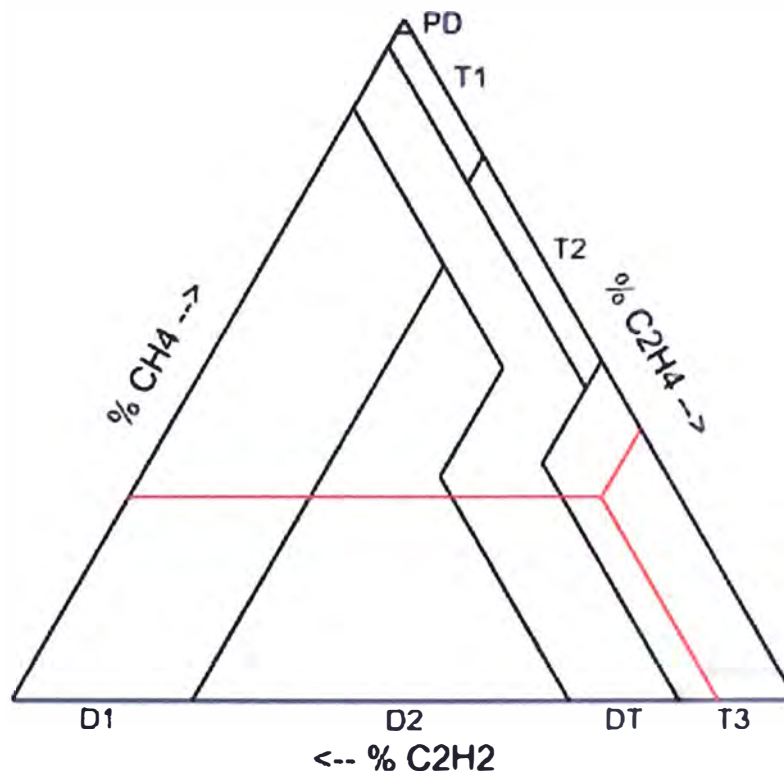


Fig. 2.27 Ubicación de falla

El punto que representa los datos de gas cae en la zona de falla T3, lo que indica un fallo térmico de alta temperatura (T3).

d) Proporciones relativas de gases en las diferentes condiciones de falla (método del gas característico).

Las proporciones de gases significativos, anteriormente descritos, en general definen 4 tipos de falla que serán descritos a continuación.

Veamos cada uno de estas fallas:

* **Falla Térmica – Aceite.**

Descomposición de productos como el etileno y el metano, conjuntamente con pequeñas cantidades de hidrógeno y etano. Puede encontrarse vestigios de acetileno, si la falla es severa o incluye contactos eléctricos.

El principal gas formado en esta falla es el Etileno.

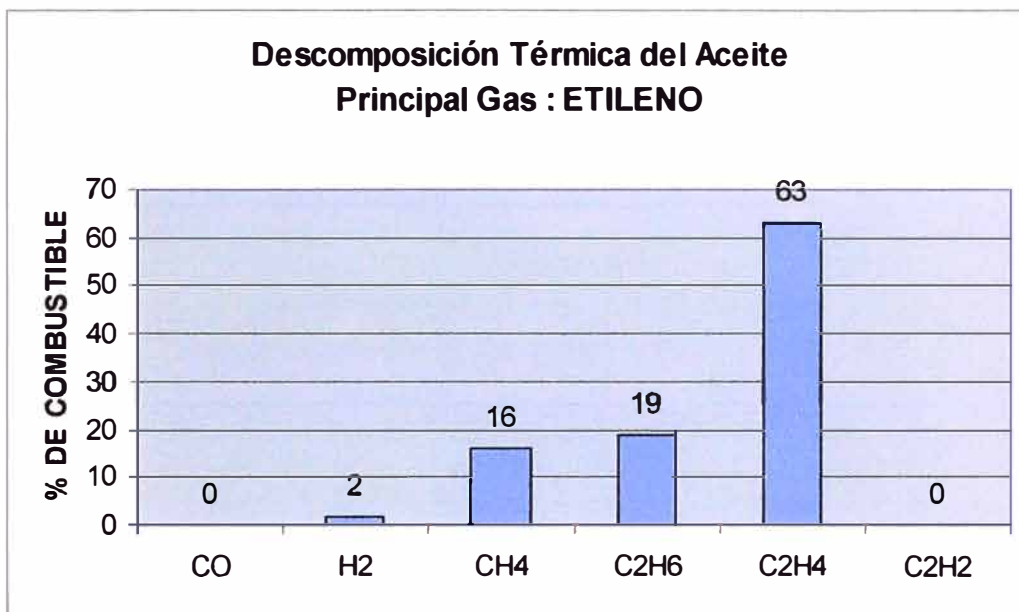


Fig. 2.28 Preponderancia del gas etileno

* **Falla Térmica – Celulosa.**

Grandes cantidades de monóxido y dióxido de carbono se generan debido al sobrecalentamiento de la celulosa. Se forma etileno y metano, si la falla involucra parte de la celulosa impregnada en aceite.

El principal gas formado es el Monóxido de Carbono.

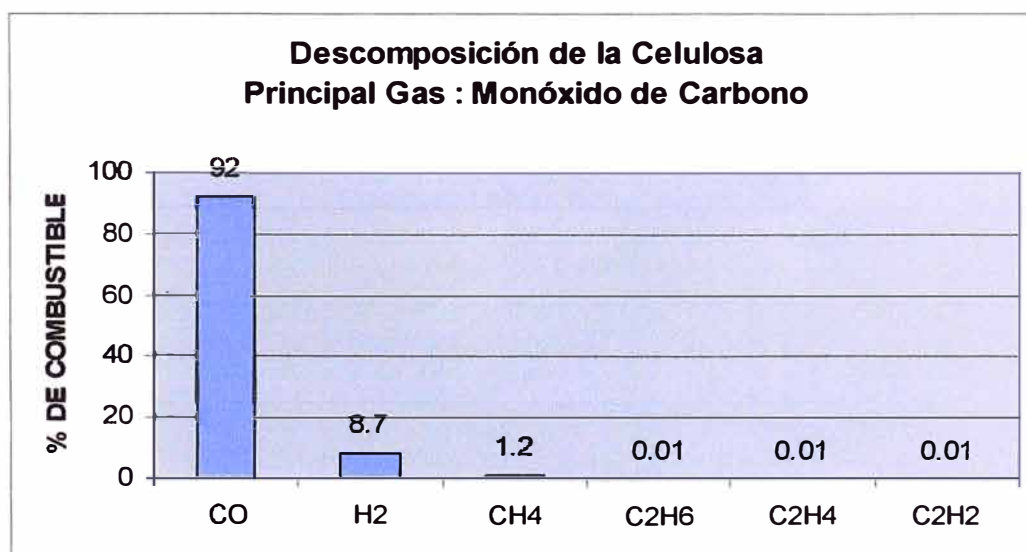


Fig. 2.29 Preponderancia del gas carbono

* **Falla Eléctrica – Corona.**

Descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades representativas de dióxido y monóxido de carbono suelen resultar de descargas en la celulosa.

El principal gas formado es el Hidrógeno.

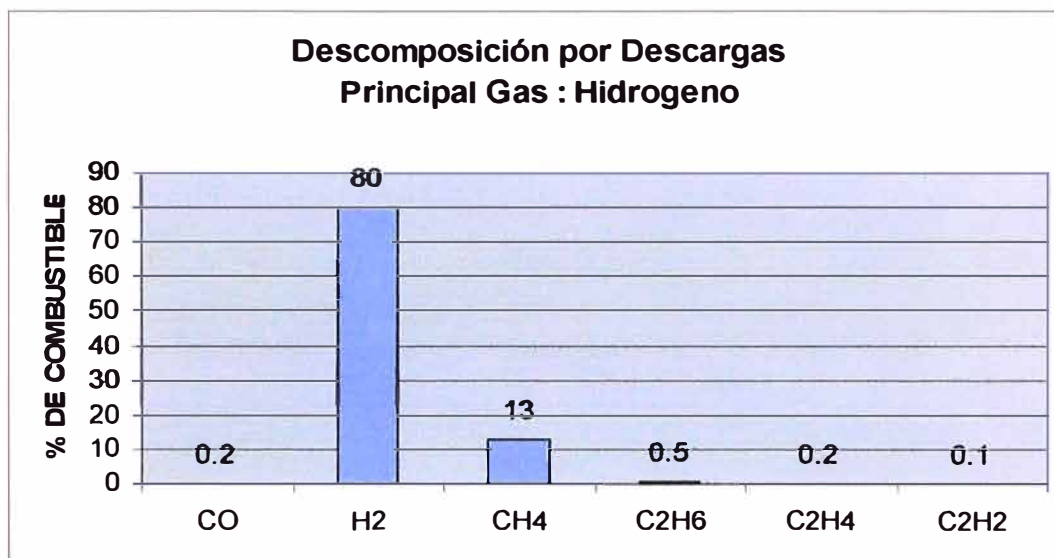


Fig. 2.30 Preponderancia del gas hidrógeno

* **Falla Eléctrica – Arqueo.**

Produce grandes cantidades de hidrógeno y acetileno, con cantidades menores de metano y etileno.

Si la falla involucra a la celulosa, se forma dióxido y monóxido de carbono. Aquí, el aceite puede estar carbonizado.

El principal gas formado es el acetileno.

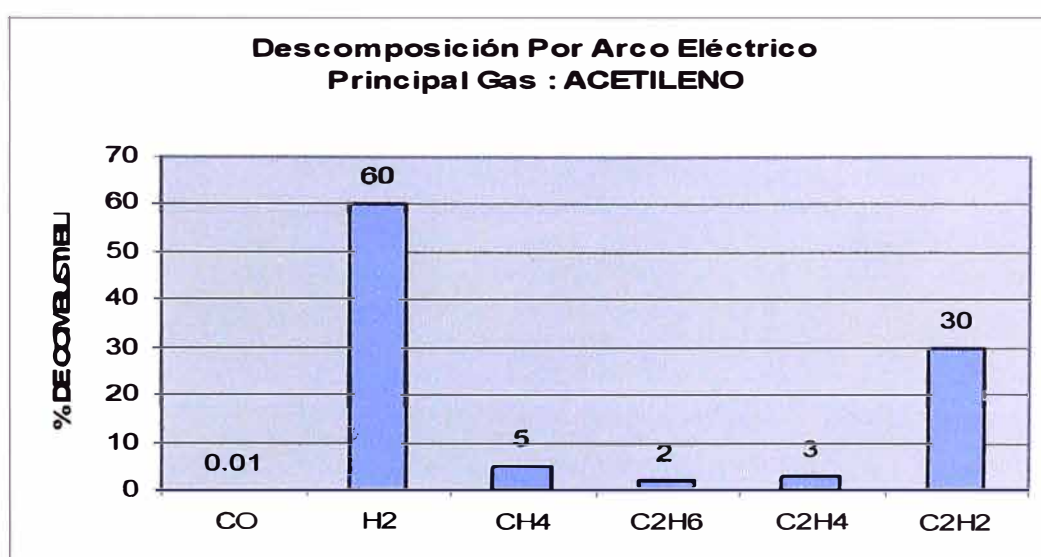


Fig. 2.31 Preponderancia del gas acetileno

2.7 Interpretación de resultados del análisis de gases disueltos

La descomposición del aceite mineral entre 150°C y 500°C produce relativamente gran cantidad de gases de bajo peso molecular, tales como hidrógeno (H_2) y metano (CH_4), y alguna cantidad de gases de alto peso molecular como etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6).

Cuando la temperatura del aceite mineral se incrementa, la concentración de hidrógeno excede a la del metano, pero ahora las temperaturas están acompañadas por importantes cantidades de gases de alto peso molecular, primero etano y después etileno. En la parte superior del rango de temperatura de falla, se incrementan las cantidades de hidrógeno y etileno y se pueden producir trazas de acetileno (C_2H_2).

En contraste con la descomposición térmica del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y otros aislantes sólidos producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), y vapor de agua a una temperatura mucho menor que para la descomposición del aceite y crecen exponencialmente con la temperatura.

Debido a que el papel comienza a degradarse a menores temperaturas que el aceite, sus subproductos gaseosos se encuentran a temperaturas normales de funcionamiento del transformador.

La relación de CO_2/CO es algunas veces utilizada como indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta relación resulta normalmente mayor que 7. Para la relación CO_2/CO , los respectivos valores de CO_2 y CO pueden exceder 5000 ppm y 500 ppm pudiendo superar un factor de seguridad, por ejemplo, las relaciones son sensibles a los valores mínimos. Cuando la magnitud de CO se incrementa, la relación de CO_2/CO disminuye. Esto puede indicar una anomalía que consiste en el degradamiento de la aislación celulósica.

Las descargas de baja densidad como por ejemplo las descargas parciales y arcos intermitentes de bajo nivel producen principalmente hidrógeno, con cantidades decrecientes de metano y algunas trazas de acetileno. Cuando la intensidad de las descargas se incrementa, la concentración de acetileno y etileno pueden alcanzar concentraciones significativas.

Cuando se presentan arcos o descargas continuas de alta densidad que producen temperaturas de 700 °C a 1800 °C, la cantidad de acetileno alcanza niveles importantes. Una vez más la interpretación y análisis de los resultados, dependerá del método que se emplee.

2.8 Análisis de furanos

El análisis de compuestos furánicos es una herramienta muy útil para determinar el envejecimiento del aislamiento de la celulosa.

Ésta es una prueba complementaria de confirmación, que se realiza para detectar cadenas de celulosas disueltas en el aceite que resultan del envejecimiento del aislamiento sólido (madera, cartón y papel) debido al calor, humedad y compuestos ácidos con lo que pierden propiedades mecánicas (pierden flexibilidad y llegan a quebrarse); estas cadenas son llamadas compuestos furánicos.

La medición de estos compuestos en el aceite es utilizada como una herramienta de diagnóstico del estado del papel de los transformadores, además proporciona información suplementaria al análisis de gases disueltos (Cromatografía de Gases).

El aislamiento sólido en un transformador está constituido por el papel, el cual a su vez está hecho por fibras de celulosa. La celulosa es un polímero formado por moléculas de glucosa.

Cuando el papel es nuevo el polímero de celulosa contiene aproximadamente de 1000 a 1200 moléculas de glucosa.

Sin embargo, en el momento de su secado e instalación en el transformador, la cadena de celulosa se reduce llegando a tener de 800 a 1000 moléculas de glucosa. La longitud de la cadena de celulosa es conocida como Grado de Polimerización (DP) del papel.

Cuando el grado de polimerización se reduce a 200, el papel está tan débil que cualquier esfuerzo podría romperlo y ocasionar una falla llegando al final de la vida útil del transformador.

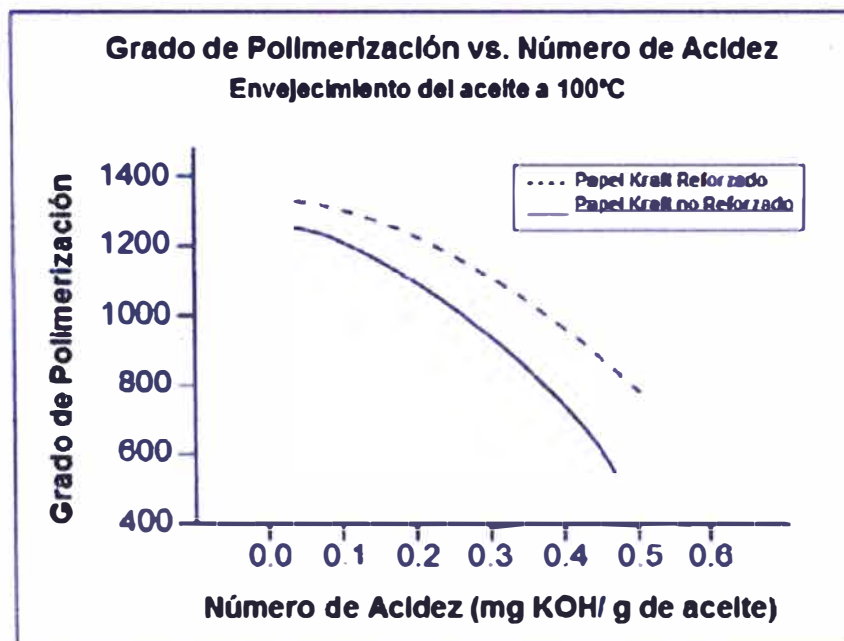


Fig. 2.32 Grado de polimerización vs acidez del aceite

En la figura 2.32 se muestra la relación entre el grado de polimerización y el número de acidez del aceite dieléctrico.

A medida que aumenta la acidez en el aceite como producto de su envejecimiento disminuye el grado de polimerización, es decir se reduce la resistencia mecánica del papel. Este gráfico es importante al momento de predecir el final de la vida útil del transformador a partir del resultado de la prueba de acidez de su aceite dieléctrico. En el proceso de rompimiento de la cadena de celulosa se desprenden moléculas de glucosa y además se crea agua, monóxido de carbono y dióxido de carbono.

Las moléculas de glucosa cambian químicamente durante el proceso y forman un compuesto que contiene un anillo de furano que es parcialmente soluble en el aceite.

Los compuestos que forman un anillo de furano se forman en el papel, pero una parte de ellos migran hacia el aceite en donde pueden ser detectados mediante análisis químico. La temperatura a la que ocurre el rompimiento de la cadena de celulosa y la presencia de humedad y oxígeno son dos factores que determinan qué compuesto furánico se forma.

El método que se emplea para analizar los compuestos furánicos a través de la cromatografía líquida de alta viscosidad (HPLC) es el ASTM D5837 ó el IEC 61198.

Con este análisis se puede reconocer los siguientes compuestos furánicos:

- a) 5-hidroximetil-2-furaldehido (HMF),
Se forma como consecuencia del rompimiento del papel debido al exceso de oxígeno en el aislamiento sólido.
- b) 2-furil alcohol (FOL),
Compuesto furano que se forma en presencia de la humedad excesiva en el aislamiento sólido y es un indicador del rompimiento del papel.
- c) 2-furaldehido (FAL),
Compuesto furánico más encontrado y se forma generalmente por el sobrecalentamiento de la celulosa o como consecuencia de una falla del transformador.
- d) 2-acetilfurano (AF)
Compuesto furánico difícil de encontrar y aparece generalmente por falla en transformadores como consecuencia de descargas eléctricas y grandes esfuerzos eléctricos.
- e) 5-metil-2-furaldehido (MF).
Se forma como resultado de un sobrecalentamiento de la celulosa intenso y localizado, indicando la presencia de puntos calientes.

La tabla 2.17 muestra los rangos aceptables, cuestionables e inaceptables del contenido de furanos en partes por billón.

Veamos a continuación:

TABLA N° 2.17 Rango aceptables del contenido de furanos en ppb. [4]

Análisis de compuestos furanos	
Total de furanos (ppb)	Condición del transformador
0 – 20	Transformador nuevo.
21 – 100	Aceptable, envejecimiento normal.
101 – 250	Cuestionable, posible envejecimiento acelerado.
250 o más	Inaceptable, envejecimiento excesivamente acelerado

Además tener en cuenta que:

- a) Valores superiores a 1000 ppb indican un daño severo e irreversible en el sistema sólido.
- b) El rango de 1000 a 1500 ppb es considerado como la zona de peligro ya que en él comienzan a producirse fallas en el transformador por lo que no se recomienda una recuperación al aceite para transformadores en estas condiciones.
- c) Valores superiores a 2500 ppb.

Al analizar el rango cuestionable del contenido de furanos:

- * La cantidad de 100 ppb equivale a una pérdida de la vida útil del equipo del 10%.
- * Un valor límite de 250 ppb equivale a la pérdida del 25% de su vida útil considerado como un daño significativo según la norma ASTM 5837.

Una de las formas que han encontrado los fabricantes para evitar altas concentraciones de furanos es utilizar un papel con mayor térmica que soporte temperaturas de 65°C. El contenido de furanos es utilizado para calcular el grado de polimerización que predice el fin de la vida útil del transformador.

Para transformadores que no poseen el papel con alta resistencia térmica, el grado de polimerización se calcula en base al contenido del 2-furaldehído.

Para transformadores que si tienen este tipo de papel, el grado de polimerización se calcula en base al contenido total de furanos.

TABLA N° 2.18 Cálculo de la vida útil del transformador según el contenido de furanos. [4]

Análisis del contenido de furanos			
Papel sin resistencia térmica 2-furaldehído (ppb)	Papel con resistencia térmica Contenido total de furanos (ppb)	DP calculado	Porcentaje de pérdida de vida útil estimada
58	51	800	0
130	100	700	10
292	195	600	21
654	381	500	34
1464	745	400	50
1720	852	380	54
2021	974	360	58
2374	1113	340	62
2789	1273	320	66
3277	1455	300	71
3851	1664	280	76
4524	1902	260	81
5315	2175	240	87
6245	2487	220	93
7337	2843	200	100

2.9 Procesos de restauración de los aceite dieléctricos

Cuando las pruebas físico químicas, cromatografías o de Furanos indican que el aceite se encuentra fuera de sus especificaciones o no cumple con uno de los parámetros medidos, es necesario efectuar un tratamiento al aceite para extender la vida del transformador.

Dependiendo del tratamiento que se necesite, los procesos al aceite dieléctrico pueden ser de dos tipos:

- a) Proceso de Regeneración.
- b) Proceso de Rea-condicionamiento.

2.9.1 Proceso de Regeneración

El objetivo de este tratamiento es el de restaurar las propiedades Físico, Químicas y Eléctricas del aceite dieléctrico, eliminando o reduciendo las sustancias coloidales en suspensión productos de oxidación, los compuestos polares y las trazas de ácidos orgánicos.

Las técnicas que se emplean en el tratamiento de regeneración son:

- a) Absorción por contacto de productos de oxidación a través de tierras absorbentes (tierras Füller) ofiltros de carbón activado. Este método es llamado de percolación o colado.

La percolación puede realizarse por presión o gravedad.

En la percolación por gravedad una columna de aceite, por acción de su propio peso, pasa a través de un tanque conteniendo el absorbente.

En la percolación por presión el aceite es forzado a pasar por el absorbente con la ayuda de una bomba.



Fig. 2.33 Regeneración de aceite

- b) Micro-filtración, para eliminar partículas sólidas.
- c) Deshidratación bajo vacío y aplicando temperatura.
- d) Desgasificación bajo vacío.

Tierra Fuller

El nombre de Fuller fue originado de un proceso muy antiguo de limpieza, relleno de algodón con agua y arcilla. Las personas que la usaban eran llamadas Fullers y la arcilla era conocida como Tierra Fuller. En la actualidad, se llama así a toda arcilla que tenga una adecuada capacidad purificadora y de decoloración para ser utilizada comercialmente en la refinación y purificación del aceite.

El término tierra fuller se refiere a una clase natural de arcilla absorbente, cuya principal constituyente es la arcilla atapulgita, usada para recuperar aceites de transformadores por su alta capacidad de absorción de compuestos polares.

En su procesamiento, la arcilla es triturada, calentada y activada. La temperatura de la activación con calor y la etapa de secado, determina el grado de porosidad interna de la arcilla. Esta porosidad contribuye a ampliar la superficie de la arcilla y por lo tanto a mejorar su capacidad de absorción.

Los mecanismos de decoloración y purificación del aceite utilizan el principio de adsorción que se base en la adherencia de moléculas o iones de cualquier especie a la superficie de un sólido. A mayor fuerza de atracción y la superficie adsorbente, mayor es la capacidad de adsorción.

La purificación del aceite con tierra Fuller es un proceso complejo que incluye lo siguiente:

- * Filtrado que es la separación de pequeñas partículas sólidas.
- * Adsorción, o factor principal en la purificación.
- * Actividad catalítica, que causa reacciones formando productos que se absorben más rápidamente.

2.9.2 Proceso de Rea-condicionamiento

El proceso de reacondicionamiento tiene como objeto restaurar las propiedades Físico-Químicas y Eléctricas del aceite dieléctrico, de modo que su comportamiento en el interior del transformador sea el normalizado para su buen funcionamiento.

Las técnicas físicas empleadas en este tratamiento de Reacondicionamiento son:

- a) Micro-filtración, para eliminar partículas sólidas.
- b) Deshidratación bajo vacío y aplicando temperatura.
- c) Desgasificación bajo vacío.

CAPÍTULO III

PLAN DE MANTENIMIENTO A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.1 Concepto

El mantenimiento de los transformadores de potencia está dado por 3 tipos:

- Mantenimiento Preventivo.
- **Mantenimiento Predictivo.**
- Mantenimiento Correctivo.

3.2 Mantenimiento Preventivo

Conjunto de actividades (inspecciones, pruebas, ajustes, reparaciones, toma de muestras) regularmente programadas y aplicadas a los equipos de una instalación determinada, con el objeto de minimizar su "degradación" o pérdida de vida útil.

Existen opiniones que manifiestan que la primera clave en el mantenimiento preventivo de un transformador, es un análisis anual de su aceite, cuyo propósito es señalar la condición del aislamiento del transformador para evitar la formación de lodos en el interior. Sin embargo, la ejecución de inspecciones periódicas de los componentes y parámetros de operación del transformador, en especial del aceite dieléctrico, será más saludable para la vida del equipo.

Tanto el mantenimiento y la inspección con llevan a trabajos peligrosos, es por ello que se debe contar con un programa en el que se indique los pasos a seguir, poniendo especial cuidado en los equipos y personas.

Dentro de las inspecciones periódicas, es importante registrar las lecturas de los medidores instalados en él, así mismo se debe poner atención a los fenómenos anormales como ruido, cambio de olor o color, y todo lo que pueda ser apreciado por los sentidos.

A continuación, algunos puntos a ser tomados en cuenta durante la inspección:

- **Temperatura.**
- Nivel de aceite.
- Ruido.
- Fugas de aceite.
- Funcionamiento de ventiladores.
- Respiradores de silica gel.

a) **Temperatura**

La temperatura del transformador está directamente relacionada con la vida de los materiales del sistema de aislamiento.

Según la norma ANSI (American National Standard Institute):

- La temperatura máxima permitida para el aceite es de 90°C.
- La temperatura máxima permitida para el punto más caliente es 110°C.

Las lecturas de las temperaturas del aceite deben ser regularmente registradas y comparadas con la carga del transformador.

b) **Nivel del aceite**

- El nivel del aceite tiene que ser siempre verificado desde el punto de vista del aislamiento y de la refrigeración.
- El nivel de aceite varía con la temperatura, por lo tanto las lecturas de la temperatura deben ser considerados cuando se tomen datos del nivel de aceite.
- Si los pasatapas son equipados con mirillas o poseen medidores de nivel de aceite, éste deberá ser revisado a fin de detectar fugas en el pasatapas.

c) **Nivel de ruido**

La detección de ruido anormal puede ayudar a detectar alguna falla. Mostramos algunas causas de ruido anormal del transformador:

- Resonancia del tanque y de los radiadores debido a cambios en la frecuencia de la fuente de potencia.
- Deterioro en el mecanismo de ajuste del núcleo.
- Defecto de la estructura central, es posible que los pernos de sujeción estén flojos.
- Aflojamiento de la pieza de anclaje.
- Ruido anormal por descarga estática, debido a las partes metálicas carentes de tierra o imperfección en la puesta a tierra.

Debido a la falta de simetría del transformador, no se puede tomar una lectura del nivel de ruido con un aparato y asumir que es el valor del nivel de ruido, se debe tomar varias lecturas alrededor del mismo y promediarlas. Este promedio será el nivel de ruido del transformador.

Podemos tomar como referencia los siguientes estándares:

ANSI C57 – 12 – 90 y NEMA TRI – 2 – 068 – 1954.

d) **Fugas de aceite**

Puede ser causada por el deterioro de alguna empaquetadura o por el mal posicionamiento de la misma. Se debe verificar cuidadosamente las válvulas y los empaques.

e) Ventiladores

Los ventiladores deben ser accionados de forma manual para asegurar que todas las unidades estén operando satisfactoriamente.

f) Respiradores de silica gel

El deshumecedor deberá ser revisado con el objeto de detectar si existe una decoloración en él, la que indicará presencia de humedad y contaminantes.

3.2.1 Mantenimiento e inspección del aceite

Los métodos para juzgar el deterioro de un aceite dieléctrico son aquellos que miden el grado de oxidación, la densidad relativa, la tensión interfacial, el factor de potencia y la rigidez dieléctrica.

La ASTM lista 33 pruebas a los aceites dieléctricos, de las cuales 9 son las más útiles para diagnosticar el estado de un transformador y de su aceite dieléctrico:

- Rigidez dieléctrica (D877 – D1816)
- Número de neutralización (D974)
- Tensión interfacial (D971 – D2285)
- Color (D1500)
- Contenido de agua (D1533)
- Densidad relativa (D1298)
- Factor de potencia (D924)
- Inspección visual (D1524)
- Cromatografía de gases (D3612)

Con un monitoreo anual del aceite basado en las pruebas anteriores, la presencia de los contaminantes polares es detectada mucho antes de que se formen lodos. Sin este monitoreo los lodos se depositarán en el aislamiento sin ser detectados reduciéndose la vida del sistema de aislamiento.

3.2.2 Mantenimiento e inspección de los pasatapas

- Revisión de la temperatura de los terminales de los pasatapas, ya que podría haber sobrecalentamiento.
- Limpieza completa con agua, amoníaco, tetracloruro de carbono o ácido hidroclicórico diluido 40 veces o más en agua. Si se emplea soluciones químicas para la limpieza tener cuidado en tocar las partes metálicas. Después de la limpieza las partes de porcelana deben neutralizarse con agua que contenga bicarbonato de sodio en una proporción de 30 g por litro.
- Verificar la existencia de daños menores: chisporroteos o fisuras. Para el primer caso la parte áspera de la porcelana deberá ser sellada con barniz para evitar el ingreso de humedad.

Además hacer pruebas de factor de potencia y resistencia de aislamiento. Para las fisuras sólo queda la reposición.

- Inspección completa de pasatapa a fin de detectar fugas de aceite. Si la fuga es por los empaques, ajustarlos o cambiarlos.

3.2.3 Mantenimiento e inspección del sistema de ventilación

El sistema de ventilación es la parte más importante en el funcionamiento diario del transformador.

- Verificar la fuga de aceite en los tubos colectores o en las aletas de los radiadores.
- Revisar el estado de pintura, polvo y suciedad que se acumula en los radiadores.
- Si los radiadores son del tipo desmontable, verificar que las válvulas se abran correctamente.
- Para los ventiladores y bombas de circulación, revisar: temperatura, vibración, ruido, falta de fijación, oxidación y estado de la pintura.
- Si se perciben ruidos inusuales en los ventiladores, se recomienda desmontarlos y revisarlos.

3.2.4 Mantenimiento e inspección los medidores de temperatura

Es importante verificar la temperatura del transformador cuando está en servicio, pues refleja las condiciones de funcionamiento.

Por lo tanto debemos asegurarnos que estos equipos se mantengan en buen estado a fin de tener mediciones confiables.

Con el tiempo el bulbo se desgasta, al igual que el piñón y el soporte, es recomendable verificar las mediciones con un termómetro de mercurio confiable.

3.2.5 Mantenimiento e inspección los medidores de nivel de aceite

Para realizar una revisión del medidor, se debe retirar el mecanismo exterior del medidor sin necesidad de reducir el nivel de aceite.

Luego de haber removido la parte exterior del medidor, sostenga un imán en la parte posterior del mecanismo y hágalo rotar, si el dial indicador o se mueve junto con la rotación del imán, podría indicar un mal funcionamiento del medidor.

El circuito de control debe ser probado con un ohmímetro para probar su estado, además los circuitos de alarma y desconexión deben ser probados manualmente.

3.2.6 Mantenimiento e inspección del relé buchholz

- El mantenimiento de este relé se hace cuando el transformador está desenergizado.
- Se debe verificar el correcto funcionamiento de los flotadores y controlar el nivel de aceite.

- Para comprobar el funcionamiento de los flotadores, se bombea aire por la válvula de evacuación de gases, por medio de una manguera con aire comprimido o con bomba de aire, se consigue bajar el nivel de aceite en el relé.

Al ingresar aire al interior del relé el flotador superior desciende activándose la alarma.

Terminada la comprobación se deja salir el aire del relé para luego cerrar la válvula de evacuación.

- El flotador inferior no puede ser comprobado mediante la inyección de aire.

3.2.7 Mantenimiento e inspección de la válvula de sobrepresión

El mantenimiento a este dispositivo es el cambio del diafragma de vidrio.

En el caso de romperse accidentalmente o por aumento de presión debe ser cambiada inmediatamente, caso contrario se permitiría el ingreso de oxígeno y humedad.

Para saber si la válvula se ha activado, observe si un indicador color amarillo o azul se encuentra 2 pulgadas sobre el nivel de la parte superior de la válvula.

Cada 3 a 5 años se debe realizar una revisión alrededor de la válvula, si hay manchas de aceite en la periferia se debe reemplazar la empaquetadura de la válvula.

3.2.8 Mantenimiento e inspección del respirador de silica gel

El único mantenimiento que requiere el respirador de silica gel, una vez detectado el cambio de color, es la regeneración de la silica gel. Procedimiento donde se elimina la humedad absorbida por ella.

Para la regeneración se debe colocar la silica en una cubeta y agitarla mientras se calienta a una temperatura de 100°C a 140°C. Continuar con el calentamiento hasta que el color vuelva al color inicial.

3.2.9 Pruebas adicionales en el mantenimiento preventivo

Existen algunas pruebas adicionales que se deben hacer durante el mantenimiento preventivo del transformador:

- Prueba de resistencia de aislamiento.
- Prueba de resistencia DC de los devanados.
- Prueba de la relación de transformación.
- Prueba de factor de potencia del aislamiento.
- Prueba de corriente de excitación.
- Prueba de núcleo a tierra.

3.3 Mantenimiento Predictivo

Técnica que consiste en monitorear regularmente los parámetros claves de un equipo en operación, con la finalidad de detectar y/o corregir a tiempo un problema potencial antes que se produzca la falla del equipo.

3.4 Mantenimiento Correctivo

Cuando se detecta que el desempeño de algún equipo comienza a disminuir y se presume las posibles causas de este bajo desempeño, se debe atacar dichas causas y realizar un mantenimiento del equipo para evitar que el problema se agrave, que podría terminar en la suspensión del servicio.

Por lo tanto, cuando el mantenimiento preventivo del transformador muestra que posee problemas de humedad, gases combustibles y/o productos de oxidación se procede a los trabajos de mantenimiento correctivo.

Dentro de las actividades existentes en el mantenimiento correctivo del transformador podemos encontrar:

- a) Deshidratación del transformador
- b) Desgasificación del transformador
- c) Remoción de sedimentos (desenlodar el transformador)

La remoción de gases combustibles disueltos en el aceite, detectados por la prueba de cromatografía de gases, generalmente requerirá una reparación y/o desgasificación de la unidad.

La tabla siguiente presenta los componentes clave de un transformador de potencia en aceite dentro de su mantenimiento preventivo periódico.

TABLA N° 3.1 componentes clave de un transformador de potencia. [7]

COMPONENTE	INSPECCION Y/O PRUEBAS
Devanados	<ul style="list-style-type: none"> - Resistencia DC - Relación de transformación - Corriente de excitación en todos los taps - Resistencia de aislamiento - Factor de potencia del aislamiento
Pasatapa	<ul style="list-style-type: none"> - Factor de potencia del aislamiento - Temperatura (termografía infrarroja) - Nivel de aceite - Inspección visual (rajaduras – limpieza)
Aceite dieléctrico	<ul style="list-style-type: none"> - Cromatografía de gases - Rigidez dieléctrica - Tensión interfacial - Número de neutralización

	<ul style="list-style-type: none"> - Inspección visual - Color - Contenido de agua - Factor de potencia - Gravedad específica - Sedimentos
Cambiador de taps bajo carga	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura (termografía infrarroja) - Relación de transformación en todos los taps - Corriente del motor de accionamiento - Inspección a contactos - continuidad - Rigidez dieléctrica del aceite
Cambiador de taps (desenergizado)	<ul style="list-style-type: none"> - Inspección a contactos - continuidad - Relación de transformación en todos los taps - Temperatura (termografía infrarroja)
Núcleo	<ul style="list-style-type: none"> - Resistencia de aislamiento del núcleo al tanque - Núcleo a tierra
Tanque y equipos asociados	<ul style="list-style-type: none"> - Medidores de presión / temperatura / vacío - calibración - Temperatura (termografía infrarroja) - Inspección visual (fugas y corrosión)
Tanque conservador	<ul style="list-style-type: none"> - Inspección visual (fugas y corrosión)
Respirador deshidratante	<ul style="list-style-type: none"> - Color característico - Válvulas en la posición correcta
Válvula de sobre presión	<ul style="list-style-type: none"> - Inspección visual
Relé Buchholz	<ul style="list-style-type: none"> - Correcto desempeño
Radiadores	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura (termografía infrarroja) - Inspección visual (fugas, limpieza, libre paso de aire y corrosión)
Ventiladores	<ul style="list-style-type: none"> - Controles - Inspección visual - ruido inusual
Bombas de circulación	<ul style="list-style-type: none"> - Rotación - Medidor de flujo - Corriente de carga del motor

La tabla siguiente contiene un resumen de las actividades a realizar dentro del mantenimiento preventivo periódico del transformador.

TABLA 3.2 Actividades a realizar dentro del mantenimiento preventivo periódico. [7]

INTERVALO	ACTIVIDADES A REALIZAR
Diariamente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tome lecturas de las corrientes y de los voltajes de carga. 2. Tome lecturas de la temperatura del aceite y de la temperatura de bobinados (si el transformador tuviere medidor de temperatura de bobinados). 3. Tome lecturas de las temperaturas del aceite entrante y saliente (ventilación por aceite forzado). Tome lecturas de las temperaturas del agua entrante y saliente (refrigeración por agua). 4. Tome lecturas de la presión del colchón de nitrógeno (variará bajo las condiciones de carga y temperatura del ambiente). 5. Sonidos inusuales. 6. Observe las bombas de circulación y los ventiladores (deberían estar operando a esas temperaturas?).
Semanalmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fugas (especialmente en aceites con PCB). 2. Nivel de aceite en el tanque y en los pasatapas (si estos fueren en aceite). 3. Revise los tubos de ventilación; note cambios de temperatura.
Mensualmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inspeccione todos los medidores que posea el transformador junto con los pasatapas tanto de alta como de baja tensión. Revise la existencia de fugas de aceite del tanque, uniones y tuberías. 2. Realice una inspección general del transformador. Tome nota del número de operaciones del cambiador de tap bajo carga (si el transformador estuviere equipado con uno). 3. Revise las alarmas de protección. Revise el medidor de presión/vacío. 4. Compare las lecturas con las del fabricante. 5. Revise el estado del respirador deshidratante (está saturado de humedad?).
3 meses	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite ($>90^{\circ}\text{C}$ $<100^{\circ}\text{C}$)*2. 2. Revise si la válvula de sobrepresión ha operado (indicador de color amarillero azul). 3. Realice una cromatografía de gases del aceite*2. 4. Revise la existencia de fugas de aceite o agua.

Semestralmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite; rango 80° *2. 2. Realice una inspección visual de los pasatapas/aisladores y pararrayos en busca de rajaduras, grado de limpieza, contaminación o existencia de fogoneo. 3. Revise el sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas o corroídas. 4. Realice una cromatografía de gases del aceite*2.
Anualmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite < 80° *2. 2. Limpieza de los pasatapas/aisladores. 3. Realice una prueba de termografía infrarroja en busca de "puntos calientes", conexiones malas, porcelana rota, etc. 4. Inspeccione los puentes del transformador a las barras o equipos en busca de deformación y/o envejecimiento. 5. Revise los circuitos de control. 6. Realice la medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema (< 5ohms) *3. 7. Revise la calibración de los relés *3. 8. Realice una cromatografía de gases del aceite*2. <p>OPCIONAL</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Inspeccione los equipos de desconexión del transformador. Lubrique los mecanismos. 2. Inspeccione la tapa principal del transformador en busca de humedad, polvo, oxido, fugas de aceite y depósitos de lodo. 3. Efectúe una inspección interna al transformador. Revise las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de taps. 4. Realice una inspección visual de los pararrayos; realice una limpieza de los mismos. Inspección de los equipos del sistema de refrigeración (ventiladores, bombas,etc.). 5. Realice pruebas de factor de potencia de aislamiento al aceite y a los pasatapas. 6. Inspeccione el cambiador de taps bajo carga en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos. 7. Realice reparaciones menores (cambio de pernos en mal

	<p>estado, cambio de empaquetaduras en mal estado, ajuste de conexiones y pernos, etc.).</p> <p>8. Efectúe las pruebas eléctricas básicas al transformador (incluyendo factor de potencia y resistencia de aislamiento).</p>
24 meses	<p>1. Limpieza de los pasatapas/aisladores.</p> <p>2. Realice la prueba de factor de potencia del aislamiento a todos los pasatapas.</p>
3 años	<p>1. Realice una serie completa de pruebas eléctricas al transformador.</p> <p>2. Realice pruebas eléctricas al cambiador de taps bajo carga (factor de potencia del aislamiento y resistencia DC) para cada tap.</p> <p>3. Efectúe una limpieza completa de los equipos de desconexión del transformador junto con la lubricación de los mismos. Realice prueba de resistencia de aislamiento a ellos.</p> <p>4. Realice una inspección de la válvula de sobrepresión (incluyendo su diafragma).</p>
6 años	<p>1. Efectúe prueba de resistencia de aislamiento a los cables aislados.</p> <p>2. Efectúe una inspección interna al transformador. Revise las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de taps.</p>

Tener en cuenta que:

- *1 Las unidades en las que se sospeche de algún problema interno o si alguno de sus componentes presenta corrosión, humedad, polvo o vibración excesiva, doble la frecuencia de inspección (Ej.: si el análisis del aceite se lo realiza anualmente, ahora realícelo semestralmente).

Para transformadores con capacidades de menos de 300 MVA realice una cromatografía de gases al aceite inmediatamente antes del inicio de la operación, 1 mes después, 6 meses después, 1 año después del inicio de operación, luego anualmente.

Para transformadores con capacidades de más de 300 MVA realice una cromatografía de gases al aceite inmediatamente antes del inicio de la operación, 1 mes después, 3 meses después, 6 meses después del inicio de operación, luego semestralmente.

*2 Todas las recomendaciones asumen el uso de refrigeración auxiliar; de otra manera las pruebas se deberán realizar más seguido.

3* Solo personal calificado.

La deshidratación de un transformador puede ser realizada en un taller de reparación o en el sitio donde se encuentra instalado; el transformador podrá estar energizado o desenergizado. Como medio de eliminación de humedad se puede emplear calor, vacío o la combinación de ambos.

La deshidratación del aceite empleando vacío, en contraste con el uso de sólo calor para eliminar la humedad del transformador, tiene la ventaja de la desgasificación del aceite. Esta ventaja no se la adquiere con los demás métodos de deshidratación. Un alto grado de desgasificación del aceite brinda algunos beneficios, tales como: remoción del oxígeno y remoción de gases combustibles.

La mejor manera de remover el lodo de un transformador es mediante un filtrado de la parte activa y del interior del tanque empleando aceite dieléctrico caliente (60° y 80°C). Para ejecutar este "lavado" del interior del transformador existen máquinas especiales que emplean calentadores, bombas de vacío, cámara con tierra de Fuller, filtros, etc.

CONCLUSIONES

1. Una vez analizadas y estudiadas las diferentes pruebas eléctricas, físicas y químicas realizadas al sistema de aislamiento de un transformador en aceite se puede concluir que el análisis cromatográfico del aceite de un transformador constituye una herramienta poderosa a la hora de emitir un diagnóstico del estado del transformador, pasando a ser esta prueba, la más importante dentro del mantenimiento preventivo periódico de un transformador en aceite.
2. El mantenimiento preventivo del transformador es esencial para un alargamiento de su vida útil. Se puede concluir que, de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico realizadas a los transformadores en aceite, la mayoría de las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento. Sin embargo, este "talón de Aquiles" puede ser fortalecido si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo periódico orientado a combatir a los factores (humedad, oxígeno, calor y contaminación) que inciden en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
3. Habiéndose hecho un estudio de los diferentes procesos que ayudan a eliminar la humedad del sistema de aislamiento de un transformador, se puede concluir que el más efectivo es aquel que aplica calor y vacío a dicho sistema. Adicionalmente a la eliminación de la humedad, este proceso elimina el oxígeno existente en el interior del transformador, reduciendo así la posibilidad de que ocurra la oxidación del aceite de manera más acelerada.

BIBLIOGRAFÍA

1. Westinghouse Electric Corporation, Electrical Maintenance Hints, Westinghouse Electric Corporation, 1976
2. ANSI/IEEE Standard, Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil inequipment, IEEE C57.106.1991, 1991
3. ANSI/IEEE Standard, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, IEEE C57.104.1991, 1991
4. M. Horning, J. Kelly, S. Myers, "Guía para el mantenimiento del transformador", Transformer Maintenance Institute, 2005.
5. ANSI/IEEE Standard, Test Code for Liquid-Immersed Distribution, IEEE C57.12.90, 1993.
6. ANSI/IEEE Standard, Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers, C57.12.90, 1993.
7. R. Liñan G, J. Ramirez N, A. Pascasio, "Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia", CIGRÉ, 2011.