

**Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas
Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética**



TRABAJO DE DIPLOMA

**Estrategia de diagnóstico para el mantenimiento
predictivo de transformadores eléctricos.**

Autor: Inaudis Hernández Paz

Tutores: Ing. Osleni Antonio Alba Betancourt

MSc. Leonardo Rodríguez Jiménez

Santa Clara

2017

**Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética**



TRABAJO DE DIPLOMA
**Estrategia de diagnóstico para el mantenimiento
predictivo de transformadores eléctricos.**

Autor: Inaudis Hernández Paz

Email: inaudis@uclv.cu

Tutores: Ing. Osleni Antonio Alba Betancourt

Email: oalba@uclv.cu

MSc. Leonardo Rodríguez Jiménez

Email: leonardo@uclv.edu.cu

Santa Clara

2017



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

**Firma del Jefe de
Departamento donde se
defiende el trabajo**

**Firma del Responsable de
Información Científico-
Técnica**

PENSAMIENTO

La escuela a de equipar la mente para la faena de la vida

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco de forma muy especial a mi madre y a mis hermanos por haberme apoyado durante toda mi carrera. También a todos los profesores que me han enseñado durante estos años en la universidad.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a todos los que siguen investigando sobre las ciencias eléctricas. A todos los que hacen buenos aporte a la carrera de Ingeniería Eléctrica, debido a su esfuerzo diario, para que el estudio de los estudiantes sea más eficiente.

TAREA TÉCNICA

- Caracterización de las técnicas de mantenimiento y diagnóstico que se realizan a los transformadores de potencia.
- Familiarización con las estrategias y técnicas de diagnóstico para transformadores de potencia.
- Descripción de los procedimientos y criterios que se utilizan en el mantenimiento de transformadores de potencia.
- Aplicación de las estrategias más usuales en la determinación del estado de integridad del transformador de potencia.

RESUMEN

En el presente trabajo de investigación se presentan una serie de pruebas que se le realizan a los transformadores de potencia, como parte de un programa de diagnóstico para prevenir futuras fallas. Además, se tratan los procedimientos que se deben llevar a cabo para brindar un mantenimiento adecuado a los transformadores de potencia. Por otra parte, se analizan las nuevas técnicas de diagnóstico y mantenimiento que se llevan a cabo en el mundo y las que se realizan en Cuba. Por último, se expone la propuesta para el programa de mantenimiento predictivo a realizar por parte de la OBE de Santa Clara.

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	5
1.1 El transformador de potencia.....	5
1.1.1 Características constructivas	5
1.2 Elementos a los que se le realizan pruebas	8
1.2.3 Refrigeradores	9
1.2.4 Válvulas	9
1.2.5 Conectores de tierra	10
1.2.6 Tanque	10
1.2.7 Tanque conservador de aceite	10
1.2.8 Relé Buchholtz	11
1.2.9 Medidores del nivel de aceite	12
1.2.10 Cambiador de derivaciones	12
1.2.11 Aisladores	12
1.3 Mantenimientos en los transformadores de potencia	13
1.3.1 Mantenimiento predictivo	14
1.3.2 Ventajas del mantenimiento predictivo	16
1.3.3 Desventajas del mantenimiento predictivo	16
1.3.4 Mantenimiento preventivo.....	17
1.3.5 Ventajas del Mantenimiento Preventivo.....	17

1.3.6 Desventajas del Mantenimiento Preventivo	17
1.3.7 Mantenimiento correctivo.....	17
1.4 Diagnóstico en los transformadores de potencia.....	18
1.4.1 Técnicas de diagnóstico	20
1.4.2 Esfuerzos a los que son sometidos los transformadores.....	21
Los mayores	21
1.5 Consideraciones finales del capitulo	22
CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	22
2.1 Aislamiento de transformadores de potencia.....	22
2.1.1 Factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador...	24
2.1.2 Técnicas de diagnóstico del aislamiento en transformadores de potencia	25
2.1.3 Pruebas realizadas al aceite dieléctrico.....	26
2.1.4 Análisis de la rigidez dieléctrica.....	26
2.1.5 Análisis del número de neutralización (índice de acidez)	27
2.1.6 Análisis del punto de inflamación.....	28
2.1.7 Análisis de la tensión interfacial.....	28
2.1.8 Análisis del color en el aceite. Método Normalizado ASTM D 1500 [10].	28
2.1.9 Análisis del contenido de humedad (contenido de agua)	29
2.1.10 Análisis de la gravedad específica. Métodos Normalizados ASTM D-	29
2.1.11 Análisis de la viscosidad (densidad relativa)	29
2.1.12 Análisis del factor de potencia del Líquido (factor de disipación)	30
2.1.13 Análisis de impurezas mecánicas.....	30
2.1.14 Análisis de ácidos solubles en agua	31

2.1.15	Análisis de pérdidas dieléctricas.....	31
2.1.16	Determinación de la contaminación del aceite con PCB's	31
2.1.17	Determinación del grado de polimerización promedio del papel	32
2.2	Pruebas realizadas al aislamiento sólido y pruebas adicionales	33
2.2.1	Prueba de resistencia de aislamiento	33
2.2.2	Prueba de factor de potencia del aislamiento (medición de la tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas)	33
2.2.3	Prueba de relación de transformación	34
2.2.4	Prueba de resistencia a corriente directa (DC) de los devanados	34
2.2.5	Características del mantenimiento en Cuba	35
2.3	Otras Técnicas de monitoreo y diagnóstico.....	35
2.3.1	Análisis de Gases Disueltos (AGD)	37
2.3.2	Técnica ultrasónica.....	38
2.3.3	Técnica de medición de banda ultra ancha (UWB)	38
2.3.4	Termografía con infrarrojo	39
2.3.5	Ensayos destructivos a transformadores.....	39
2.3.6	Pruebas de alto potencial aplicado.....	40
2.3.7	Prueba de Potencial Inducido	40
2.3.8	Pruebas de impulso	40
2.4	Normativas de Mantenimiento	41
2.5	Consideraciones finales del capítulo	44
CAPÍTULO III: ESTRATEGIA DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS		45
3.1	Propuesta de estrategia de diagnóstico a transformadores.....	45
3.1.1	Medición de resistencia de aislamiento en transformadores de potencia y distribución [11, 12].	46

3.1.2	Medición de resistencia la resistencia eléctrica de en transformadores de potencia y distribución [13, 14].	49
3.1.3	Medición de la relación de transformación [15, 16].	50
3.1.4	Pruebas de vacío y cortocircuito [17].	52
3.1.5	Ensayos dieléctricos de impulso tipo rayo [17, 18].	55
	Tiempo de frente de la onda	59
	$t_1 = t_i (\mu s)$	59
3.1.6	Prueba de frecuencia inducida [12, 18, 19]	60
3.1.7	Prueba de Tangente de Delta [18, 20].	62
3.1.8	Respuesta en Frecuencia FRA [21-23]	63
3.2	Consideraciones parciales del capítulo	66
	CONCLUSIONES	68
	RECOMENDACIONES	69
	Referencias Bibliográficas	70
	Anexos	72

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es utilizada en todo el mundo por su amplia variedad de usos. En nuestros hogares, en las industrias y otros centros desarrolla un papel fundamental. Este tipo de energía hay que generarla y transportarla hasta su lugar de consumo con la menor pérdida posible [1].

Al conjunto de instalaciones interconectadas utilizado para la generación y transporte de electricidad, que se utilizan para transformar otros tipos de energía primaria en electricidad, transportándola y distribuyéndola hasta los lugares donde se consume, es lo que se conoce como Sistema Electroenergético de Potencia (SEP).

El objetivo fundamental de un (SEP) es el de distribuir la energía a los receptores eléctricos con la máxima continuidad del servicio y cumpliendo los parámetros de calidad establecidos en las normativas existentes.

La generación y transporte de energía en forma de electricidad tiene importantes ventajas económicas debido al costo por unidad generada. Estas instalaciones suelen utilizar corriente alterna, ya que es fácil reducir o elevar el voltaje, de manera que, cada parte del sistema puede funcionar con el voltaje apropiado [2].

La confiabilidad de un sistema de energía depende del adecuado funcionamiento de cada uno de los elementos que lo componen, entre los que se encuentra el transformador eléctrico. Los transformadores eléctricos conforman la columna vertebral de los sistemas de transmisión y distribución de la energía eléctrica de un país, de ahí su importancia estratégica. Es por esta razón que en las empresas de energía eléctrica surge la necesidad de implementar estrategias de mantenimiento y diagnóstico en los transformadores, con vista a garantizar que los parámetros de operación de dichos dispositivos se mantengan dentro de los valores aceptables para asegurar la prestación del servicio y a su vez, que éstos alcancen su vida útil.

INTRODUCCIÓN

La vida útil de los transformadores de potencia depende de las formas de explotación y mantenimiento. Durante su explotación, están sometidos a esfuerzos mecánicos, térmicos, eléctricos y ambientales que degradan el aceite y los materiales aislantes, lo cual provoca defectos internos, de lento desarrollo, que si se detectan a tiempo, puede evitarse que devengan en costosas fallas mayores [3].

Un transformador con su sistema de aislamiento en buen estado, será capaz de soportar de una mejor manera problemas como sobrevoltajes debido a maniobras o descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros.

El diagnóstico es el proceso integral y continuo de investigación y análisis de los cambios más o menos permanentes que se materializan a mediano y largo plazo, como una consecuencia directa o indirecta del quehacer de un equipo en el contexto, la población y las organizaciones participantes [3].

Las pruebas que permiten diagnosticar el estado operativo de los transformadores de potencia se pueden clasificar en: pruebas eléctricas, pruebas de aceites dieléctricos y pruebas de funcionamiento de sus protecciones eléctricas y mecánicas. Estas pruebas de diagnóstico están descritas con referencia a los elementos que constituyen el transformador tales como: devanados o devanados, aislador pasatapas o bushing, aceite aislante, conmutador de carga o cambiador de tomas, el núcleo, tanque o cuba, y los dispositivos asociados. Las técnicas de diagnóstico permiten realizar el paso del mantenimiento preventivo o por tiempo y el correctivo o condicionado, al mantenimiento predictivo, desarrollado sobre la base de las estadísticas, de forma tal que, no provoque alteraciones en el presupuesto, y que considere en primer lugar los equipos de mayor impacto.

La necesidad existente en conocer con profundidad el estado de explotación del transformador es una de las tareas en la cuales es necesario investigar por la importancia que tiene el transformador dentro del sistema. Realmente esta es la máquina eléctrica más noble en cuanto se refine a la capacidad y tiempo que puede encontrarse sobrecargado o en condiciones extremas para también es imprescindible estar pendiente de su estado de degradación para alargar su vida

INTRODUCCIÓN

útil. Existen pasos, normas y estrategias que engloban el análisis que se debe realizar al dispositivo antes, durante y después de su explotación donde el mantenimiento predictivo tiene un papel importante dentro de este cuidado al transformador. El mantenimiento predictivo está basado fundamentalmente en comparaciones que se le realizan con una referencia inicial del dispositivo de la cual se observan las principales variaciones y luego se diagnostica la posible afectación.

A la hora de diseñar y construir el transformador hay que tener en cuenta las condiciones ambientales y de explotación a las cuales el convertidor se va a someter porque estos factores inciden directamente en el mantenimiento y pruebas de diagnóstico que se deben de realizar por los que buscar una estrategia de diagnóstico que tribute al mantenimiento y que tribute a la correcta explotación del transformador es una tarea primordial.

Esta necesidad es la que condiciona el siguiente **problema científico**: ¿Cómo contribuir a un mejor mantenimiento predictivo en transformadores eléctricos?

Objeto de estudio: Transformadores Eléctricos de Potencia.

En correspondencia con el problema científico y el objeto de estudio se establece como **Objetivo general de la investigación**:

Determinar mediante una estrategia de diagnóstico el estado de explotación de transformadores eléctricos para la realización de un mejor mantenimiento predictivo.

Del objetivo general se derivan los siguientes **objetivos específicos**:

1. Contribuir a la profundización y análisis del estado de explotación del transformador eléctrico.
2. Caracterizar las técnicas de mantenimiento aplicables a transformadores eléctricos.
3. Caracterizar las pruebas de diagnóstico aplicables a transformadores de eléctricos.

INTRODUCCIÓN

4. Proponer una estrategia de diagnóstico de transformadores eléctricos que profundice en su estado explotación.

Justificación de la investigación:

Mediante esta investigación se profundizará en las técnicas de diagnóstico a los transformadores de potencia con el objetivo de mejorar el mantenimiento en estos. De esta forma se garantiza un mejor funcionamiento, elevando la eficiencia en la producción y la continuidad de servicio.

Estructura del trabajo:

En este trabajo de investigación se presentan tres capítulos para desglosar la información, además de, introducción, conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas.

El Primer Capítulo abarca las principales características de las técnicas de mantenimiento y diagnóstico tradicionales aplicadas a transformadores de potencia en el mundo y especialmente en Cuba. Además, se aborda la presencia de las nuevas tecnologías y su aplicación en función del mejoramiento de los resultados en estas tareas.

En el Segundo Capítulo se presentan los procedimientos y criterios que se encuentran en la bibliografía consultada para la realización del mantenimiento y diagnóstico predictivo a transformadores de potencia y las nuevas tecnologías y estrategias presentes en nuestro país.

El Tercer Capítulo muestra la nueva estrategia para el diagnóstico y mantenimiento predictivo que se realiza en transformadores.

CAPÍTULO I: MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Las estrategias de mantenimiento y diagnóstico de los transformadores de potencia es una necesidad que las empresas eléctricas impulsan en la búsqueda de brindar servicios más eficientes y con alta calidad. Los transformadores de potencia son los encargados de transmitir grandes bloques de potencia por lo que tienen una gran importancia en cualquier Sistema Eléctrico (SE), además, su correcto diagnóstico permite detectar futuras causas de fallas que pueden sacar el dispositivo de servicio. Por su presencia en cualquier parte del SE estas máquinas están expuestas a infinidad de fenómenos que inciden de una forma u otra en el funcionamiento. Las características físicas y de funcionamiento del transformador de potencia, las técnicas de mantenimientos y diagnósticos convencionales que se le realizan a estos dispositivos y su importancia son los temas a tratar en este capítulo.

1.1 El transformador de potencia

1.1.1 Características constructivas.

Los transformadores de potencia son elementos esenciales en la transmisión de energía, son máquinas eléctricas estáticas con dos o más devanados, los cuales a través de inducción electromagnética, transforman un sistema de voltaje y corrientes alterna en otro sistema de voltajes y corrientes alternas usualmente de diferentes valores y con la misma frecuencia. Se le consideran “transformadores de potencia” cuando operan a potencias superiores a los 2 MVA.

CAPÍTULO I: MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La invención del transformador y el desarrollo simultáneo de las fuentes de potencia alterna eliminaron para siempre las restricciones referentes al alcance y al nivel de los sistemas de potencia. Un transformador cambia, idealmente, un nivel de voltaje alterno a otro nivel de voltaje sin afectar la potencia que se le suministra. Si un transformador eleva el nivel de voltaje en un circuito, debe disminuir la corriente para mantener la potencia que entra en el dispositivo igual a la potencia que sale de él. De esta manera, a la potencia eléctrica alterna que se genera en un sitio determinado, se le eleva el voltaje para transmitirla a largas distancias con pocas pérdidas y luego se le reduce para dejarla nuevamente en el nivel de utilización final. Puesto que las pérdidas de transmisión en las líneas de un sistema de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente, al elevar con transformadores 10 veces el voltaje de transmisión se reduce la corriente en el mismo número de veces y las pérdidas de transmisión se reducen 100 veces. Sin el transformador simplemente no sería posible utilizar la potencia eléctrica en muchas de las formas en que se utilizan hoy en día [4].

El aislamiento eléctrico es el que evita la circulación de la corriente entre dos puntos que tienen diferente potencial eléctrico. Éste es parte constitutiva de todos los equipos e instrumentos eléctricos, además se puede decir, que es la base de la vida del equipo y se pueden encontrar en generadores, pararrayos, pasatapas, disyuntores, transformadores, conductores, etc. La vida útil de los transformadores de potencia depende de la temperatura de los devanados, porque esta influye directamente en el deterioro del aislamiento del transformador.

Partes Constitutivas de un transformador

- Parte Activa
 - ✓ Núcleo
 - ✓ Devanados
 - Baja Tensión -BT
 - Alta Tensión-AT
 - ✓ Estructura mecánica de prensado
 - ✓ Conmutador

CAPÍTULO I: MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- ✓ Conexiones de AT y BT
- Tanque y tapa (proteger la parte activa, disipar el calor)
- Accesorios
 - ✓ Cambiadores de derivaciones
 - ✓ Termómetros
 - ✓ Indicadores de nivel de Aceite
 - ✓ Sistemas de preservación de aceite con compensador elástico
 - ✓ Relé Buchholz
 - ✓ Válvulas de sobre presión
 - ✓ Pasatapas
 - ✓ Transformador de corriente tipo boquilla
 - ✓ Otros

En la figura 1.1 se muestran los principales componentes externos de un transformador de potencia [5].

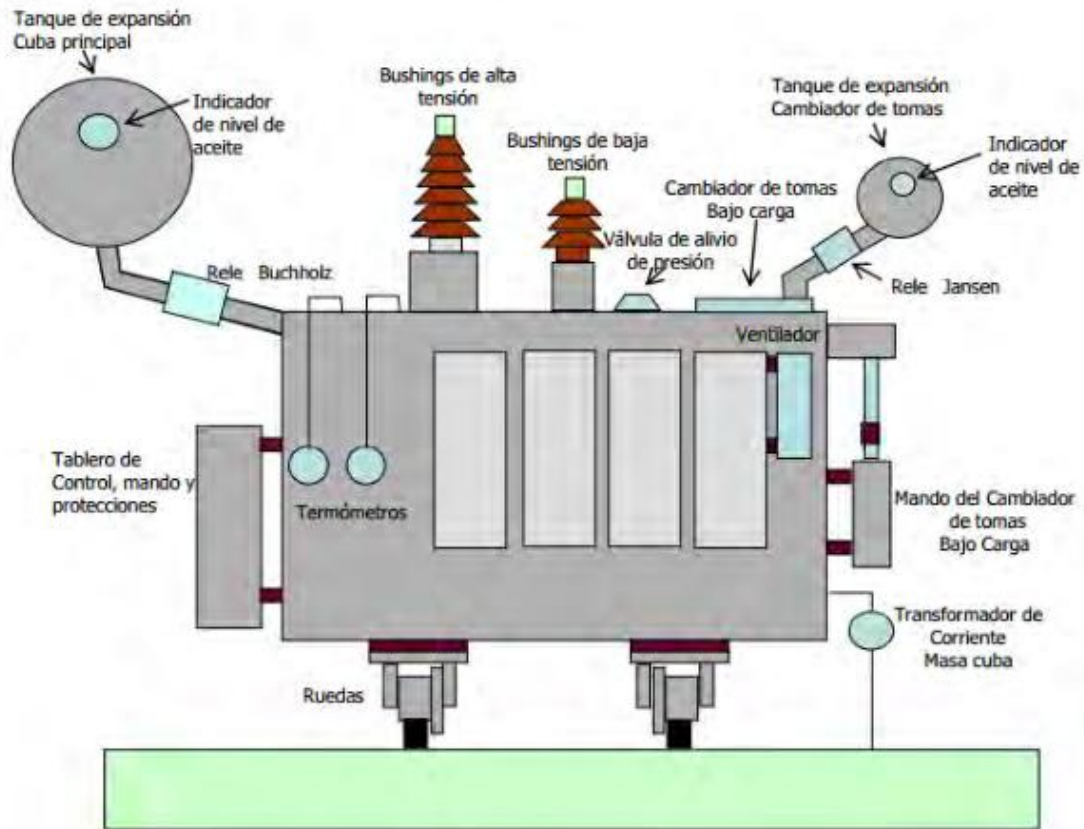


Figura 1.1 Partes del transformador

1.2 Elementos a los que se le realizan pruebas

1.2.1 Aceite

Como consecuencia de los cambios de carga, la temperatura del transformador, y la del aceite cambian y por ende, varía el nivel de aceite en el depósito de expansión, saliendo y entrando aire. Solo unos veinte miligramos de agua por kilogramo de aceite (20 ppm) pueden provocar la caída del cincuenta por ciento de la rigidez dieléctrica, poniendo en peligro la seguridad del transformador.

El calor en presencia del oxígeno produce un cambio físico y químico gradual en el aceite. Las altas temperaturas por un periodo corto de tiempo y una temperatura algo menor durante un largo período reaccionando con el oxígeno afectan las características del aceite formando ácidos orgánicos los cuales pueden precipitar

posteriormente en la forma llamada comúnmente con el nombre de “fangos o depósitos”.

Estos fangos o depósitos dificultan la refrigeración del transformador elevando su temperatura de funcionamiento, lo cual produce una descompensación más rápida del aceite al elevarse la temperatura.

1.2.3 Refrigeradores

El desperfecto del sistema de refrigeración, normalmente no constituye un peligro inmediato; pero crea una condición que puede afectar la vida útil del transformador. El factor más relevante que limita la carga que puede llevar un transformador sin peligro de daño es la temperatura del punto más caliente del devanado.

Generalmente se utilizan refrigeradores forzados de aceite para los devanados del transformador, y para la refrigeración del aceite, agua o aire. Esto requiere la utilización de intercambiadores de calor con bombas de aceite. Los tubos internos de refrigeración (si se utiliza agua) requieren una limpieza periódica, además de, una inspección anual y limpieza si la incrustación es excesiva. Las unidades bomba-motor de aceite deben ser inspeccionadas por posibles sobrecalentamientos o fugas de aceite.

Una falla en la circulación de aceite puede causar puntos calientes en los devanados del transformador. Por lo tanto, deben utilizarse dispositivos de protección que envíen señales de alarma o disparo. Estos no requieren mantenimiento, pero si un control anual de su funcionamiento cuando se llevan registros.

1.2.4 Válvulas

Sobre el tanque de los transformadores se encuentran montadas numerosas válvulas. Algunas se utilizan para el drenaje y llenado, y otras para extracción de muestras de aceite. Por su importancia y utilidad, debe controlarse que las válvulas no tengan fugas para que no ocurran las pérdidas indeseadas del nivel de aceite en el transformador.

1.2.5 Conectores de tierra

En la cuba del transformador existen conexiones para cables de tierra. Debe controlarse que estas conexiones no presenten sobrecalentamiento o se encuentren flojas. Una sobre elevación de temperatura o un sobrecalentamiento puede indicar la circulación de corriente y deberá ser controlada la continuidad de la conexión a tierra para garantizar su eficiencia.

1.2.6 Tanque

El tanque debe estar limpio, sus juntas no deben presentar signos de envejecimiento y se debe corregir de inmediato cualquier fuga. Sobre este en particular, conviene hacer notar que en el caso de fuga y debido que en el interior del tanque se tiende hacia una presión negativa, la humedad y el aire serán atraídos al interior del transformador.

Se debe revisar que no existen rastros de carbón en el interior del tanque y que tampoco presente señales de deformación. En caso de existir rastros de carbón y señales de deformación, se debe desconectar el transformador determinar las causas que lo hayan generado para evitar posibles fallas [1].

1.2.7 Tanque conservador de aceite

Si el transformador está equipado con un tanque conservador de aceite (expansor) se debe controlar el material deshidratador. Este material es importante para mantener el aire dentro del conservador libre de impurezas y de humedad. El material deshidratante absorbe la humedad y debe ser mantenido en buenas condiciones. Este material está compuesto generalmente de cloruro de cobalto que cuando está seco es azul y cuando absorbe humedad se vuelve rosado. Este indicador se puede restablecer calentando la preparación a una temperatura de 115⁰-120⁰ C durante 15-20 horas hasta que toda la masa adquiriera el color que tenía originalmente.

Se debe realizar una inspección para controlar fugas de aceite y registrar periódicamente su nivel. El conservador puede tener más de un compartimiento y

cada compartimiento debe poseer un respiradero. Se debe inspeccionar mensualmente que el conservador no presente fugas y registrar el color del material deshidratante. En caso de que el material deshidratante haya tomado una coloración rosado se debe reemplazar o reacondicionar.

1.2.8 Relé Buchholtz

Estos relés son unidades multifuncionales utilizadas para detectar gas, un fuerte movimiento de aceite y bajo nivel de aceite.

Las unidades detectan cualquier acumulación de gases en el aceite. Esto puede observarse por medio de un flotador visible a través de una ventana de vidrio o por medio de un disparo de una pequeña válvula ubicada en la parte superior del dispositivo. Normalmente la unidad envía una señal de alarma al tablero de control.

Cualquier movimiento grande de gas dentro del tanque impulsa al aceite a moverse hacia el tanque conservador lo que mueve una válvula articulada y envía una señal de disparo. Si esa válvula de presión se trava en caso de un cortocircuito grande es posible que ocurra la explosión del transformador debido a los gradientes de presión originados durante fallas de baja impedancia que son demasiado rápidos para los elementos mecánicos.

Se observará si hay un bajo nivel de aceite en el transformador mediante la ventana de vidrio, esta posee una escala dibujada e indica el nivel de aceite que hay en el transformador. Debe observarse esta ventana con regularidad para chequear el nivel de aceite y verificar si hay fugas en el transformador. Normalmente las unidades detectan pérdidas de aceite, y pueden enviar una señal de disparo.

Los relés Buchholtz deben controlarse mensualmente para ver si hay acumulación de gas en las partes superiores del dispositivo.

En la parte superior de la cámara se pueden acumular gases combustibles o aire y, cuando sean detectados, se pueden investigar las causas. Es recomendable

realizar un ensayo de funcionamiento anual utilizando un pistón de prueba que se ubica en la parte superior de dispositivo [1].

1.2.9 Medidores del nivel de aceite

Éstos indicadores muestran el nivel de aceite en el tanque conservador y envían una señal de alarma, ya sea, debido a un alto nivel de aceite; o una señal de disparo debido a un bajo nivel bajo de aceite. Los medidores del nivel de aceite son libres de mantenimiento, no obstante, se debe llevar un registro de las lecturas de los mismos. Los niveles varían en función de la temperatura del aceite del transformador.

1.2.10 Cambiador de derivaciones

En estos dispositivos debe controlarse el estado técnico de sus partes, sobre todo aquellas que tienen que resistir al arco eléctrico durante la conmutación con carga (selector de derivaciones). Además, debe ser chequeado y filtrado el aceite del compartimiento del selector para eliminar las impurezas y restablecer sus condiciones dieléctricas. Por otro lado, deben revisarse los contactos del conmutador de derivaciones que, aunque no tienen que soportar el arco, sufren de desgaste mecánico.

1.2.11 Aisladores

Los aisladores de baja y alta tensión deben de estar limpios y en buen estado, ya que un desperfecto en algunos de ellos puede provocar cortocircuitos con la tierra del transformador.

Del análisis de fallas en transformadores, podemos determinar que salvo en caso de sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas, todas las demás fallas se pueden prever con un buen mantenimiento del transformador y si la falla está en proceso, un buen registro de mantenimiento y estudio del mismo podrá detectarla a tiempo. En la operación de mantenimiento se debe verificar, a grandes rasgos, lo siguiente:

1. Pruebas eléctricas a transformadores.

2. Revisar termómetros.
3. Verificar nivel de aceite.
4. Limpiar tanques y bushing.
5. Verificar que no hay fugas.
6. Verificar que las juntas sellen bien y estén en buen estado.
7. Aprieto general de tornillería y conexiones.
8. Verificar el sistema de enfriamiento del transformador.
9. Verificar que no hay trazos de carbón, ni desprendimiento de gases o humo.

1.3 Mantenimientos en los transformadores de potencia

Los transformadores de potencia resultan de gran importancia para la operación de un sistema eléctrico. Este dispositivo permite que la energía generada en una central, sea elevada a un nivel de voltaje para ser transmitida a grandes distancias con pocas pérdidas y finalmente se pueda disminuir su voltaje para su utilización final en los centros urbanos y zonas industriales. Debido a su importancia, en los últimos años el mantenimiento que se efectúa a estos equipos es cada vez más estricto y cuidadoso. Un buen plan de mantenimiento apoyado en pruebas eléctricas y físico-químicas y un buen análisis de ingeniería, son imprescindibles para garantizar su funcionamiento, durabilidad, disponibilidad y confiabilidad.

El mantenimiento de estos equipos ha cobrado gran importancia en las últimas décadas debido al incremento de las exigencias de calidad en la producción, y al hecho de que las empresas necesitan ser más competitivas en el ámbito del comercio.

El modelo de mantenimiento más común en la pequeña y mediana empresa es el mantenimiento correctivo y aunque es el que tradicionalmente se viene empleando, impera desde hace algún tiempo la introducción de programas de mantenimiento preventivo cuyos resultados a largo plazo son mucho más eficaces [1].

1.3.1 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo se puede definir como el seguimiento organizado con medición periódica o continua de variables de estado del sistema y su comparación con unos patrones preestablecidos, para la determinación del instante en que se debe producir el mantenimiento. Por tanto, consiste en buscar el fallo cuando este aún se encuentra en estado incipiente. Este, a diferencia del mantenimiento preventivo, no implica necesariamente intervención en los equipos, sino más bien, pruebas de diagnóstico para detectar cuando se puedan presentar fallas en los equipos y definir el momento en que se debe intervenir o realizar cambios de piezas o ajustes [1].

El mantenimiento predictivo, tiene lugar antes que ocurra una falla o avería. Este se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Además, se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los encargados de determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento. No obstante, el fabricante también puede estipular el momento adecuado para el mantenimiento través de los manuales técnicos [6].

Establecer un programa de mantenimiento eléctrico predictivo en transformadores ayuda enormemente a reducir el número de interrupciones no programadas causadas por daños en los mismos. Este programa debe incluir medición de temperatura, nivel de aceite, verificación de la presión del gas en transformadores herméticos, verificar la operatividad de accesorios tales como: ventiladores, bombas, cambiadores de tomas (tapchangers) e inspecciones visuales. De manera muy importante, hay que insistir en la evaluación periódica de las condiciones del aceite aislante como parte integral del programa de mantenimiento eléctrico predictivo, con la finalidad de tomar decisiones a tiempo que eviten las salidas de servicio de los transformadores [7].

La mayor parte de las averías de un transformador ocurre en los devanados, de ahí la importancia de su estudio para limitar o prevenir dichas averías.

CAPÍTULO I: MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Las principales fallas que se pueden presentar en los devanados de un transformador son:

Falsos contactos: Los falsos contactos originan una resistencia mayor al paso de la corriente, apareciendo puntos calientes o hasta pequeños arcos eléctricos. Este tipo de falla deteriora el aislamiento y contamina el aceite produciendo gasificación, carbón y hasta deformación del transformador. Dicha falla se manifiesta por la presencia de carbón en los terminales carcomidos o una coloración intensa de los aislamientos. Debido a que, los falsos contactos se originan por la tortillería o terminales sueltos es recomendable apretar periódicamente los terminales externos del transformador y en un mantenimiento ampliado revisar los aprietes internos del mismo.

Cortocircuito externo: Los cortocircuitos externos son producidos por el lado de baja tensión fundamentalmente. Si la intensidad y duración del cortocircuito es alta debido a una protección insuficiente del transformador, estos podrán ocasionar daños al mismo.

Cortocircuito entre espiras: Los cortocircuitos entre espiras producen pérdidas de propiedades físico-eléctricas de los aislamientos de los devanados por humedad, sobrecalentamientos continuos, sobretensiones etc.

Sobretensiones por descargas atmosféricas: En caso que las sobretensiones por descargas atmosféricas rebasen los límites del nivel de aislamiento al impulso (BIL) del transformador, el devanado sometido a este esfuerzo fallará. Como consecuencia, las bobinas se deterioran al inicio o al final del devanado. Este tipo de falla es similar a las fallas entre espiras.

Sobretensiones por transitorios: Las sobretensiones por transitorios son producidas por fallas, operaciones de cierre o recierre, de conexión de bancos de transformadores o de capacitores, fallas a tierra, etc. Las sobretensiones que se producen son de hasta dos veces la tensión de operación. Su daño es a largo plazo y en ocasiones se confunden con una falla de cortocircuito entre espiras.

Sobrecargas: Las sobrecargas producen un envejecimiento acelerado de los aislamientos, y posteriormente una falla entre espiras. Las características de estas

fallas son un envejecimiento de todos los aislamientos internos del transformador.

1.3.2 Ventajas del mantenimiento predictivo

Algunas de las ventajas que ofrece el mantenimiento son:

- Se puede tener determinación óptima del tiempo para realizar el mantenimiento preventivo.
- Existe un mejor aprovechamiento de la reserva de usos de piezas y equipos, mejor gestión de stock de repuestos, y reducción al máximo de las emergencias correctiva.
- Se puede ejecutar sin interrumpir ni alterar el funcionamiento normal de los equipos.
- Permite valorar la evolución de los defectos y optimiza la gestión del personal de mantenimiento.

1.3.3 Desventajas del mantenimiento predictivo

Dentro de las desventajas de este tipo de mantenimiento están:

- Presenta limitaciones a la hora de elegir la instrumentación de medida y diagnóstico derivada de la necesidad de no apartar al funcionamiento normal durante el proceso de análisis.
- Mayores inversiones iniciales ya que la automatización de un sistema de mantenimiento predictivo resulta inicialmente costosa debido a la incorporación de equipos de medida y recopilación de datos.
- La necesidad de un nivel de formación muy elevado para los técnicos de mantenimiento pues deben manejar instrumentación de alto nivel tecnológico y conocer a profundidad los fenómenos y leyes que rigen el funcionamiento del equipo en cuestión [1].

1.3.4 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo consiste fundamentalmente en el desarrollo de una serie de actividades destinadas a impedir el estado de avería para el transformador.

El mantenimiento preventivo del transformador es esencial para un alargamiento de su vida útil. De acuerdo a los resultados que se obtienen de las pruebas de diagnóstico realizadas a 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 análisis 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 mismo [7].

1.3.5 Ventajas del Mantenimiento Preventivo

La principal ventaja del mantenimiento preventivo radica en la reducción de las paradas eventuales por averías, obtenida al introducir una cierta periodicidad en la observación y reparación del sistema. Además, este tipo de mantenimiento permite obtener una mayor conservación de los equipos e instalaciones y un menor costo de las reparaciones.

1.3.6 Desventajas del Mantenimiento Preventivo

Entre las desventajas se pueden citar:

- Debe ser realizado por especialistas porque los equipos se deben detener y desenergizar.
- Desaprovechamiento de la reserva de uso de los equipos al ser sustituidos antes de ocurrir la avería [1].

1.3.7 Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo es el conjunto de actividades encaminadas a devolver el equipo a su estado normal cuando se ha producido una avería.

Cuando el mantenimiento preventivo del transformador muestra que posee problemas de humedad, gases combustibles y/o productos de la oxidación, fugas

CAPÍTULO I: MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

de aceite, puntos de oxidación, ente otros, deben ser realizados ciertos trabajos de mantenimiento correctivo. Dentro de las actividades existentes en el mantenimiento correctivo del transformador se pueden encontrar: la deshidratación del transformador, desgasificación del transformador y sustracción de sedimentos (desenlodar el transformador)

El mantenimiento correctivo se basa en la intervención en caso de avería manifestada como el colapso de un equipo o instalación, y se puede distinguir por dos variedades:

- Mantenimiento correctivo con eliminación de la avería: En este caso el mantenimiento consiste en la reparación de emergencia, efectuando la sustitución de los elementos averiados. Normalmente se realiza bajo fuertes presiones tratando de disminuir el tiempo de interrupción.
- Mantenimiento correctivo con eliminación de causas: En este caso no solo se sustituyen los elementos defectuosos, sino que se elimina la causa que originó la avería proporcionando soluciones más duraderas y un incremento de la fiabilidad y disponibilidad a largo plazo [1].

1.4 Diagnóstico en los transformadores de potencia

El diagnóstico en los transformadores de potencia ha sido de gran atención durante mucho tiempo. Este interés se ha disparado en los últimos años debido a los cambios estructurales en los negocios de la electricidad.

En el competitivo mercado actual, los productores deben seguir las estrategias que coincidan en lo más posible con los intereses de los consumidores, ya que el desarrollo en el monitoreo y diagnóstico debe estar directamente relacionado con las necesidades de las empresas eléctricas y enfocado a reducir los costos operacionales totales.

El monitoreo y el diagnóstico se consideran como una posible vía de optimización de los activos existentes, con vistas a reducir los costos de mantenimiento,

CAPÍTULO I: MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

prevenir las salidas por emergencia, y lograr que los equipos trabajen un plazo mayor y de una forma más segura [3].

Los transformadores de potencia son sin lugar a dudas una parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia, su condición o estado de funcionamiento es crucial para obtener una operación exitosa y por tanto garantizar la confiabilidad, estabilidad y fiabilidad del sistema interconectado como un todo.

Durante el transporte, instalación o bajo operación un transformador de potencia está expuesto a perturbaciones transitorias y de tipo steady-state o estado estable que pueden afectar su condición operacional, así como su vida útil. Adicionalmente, los transformadores están sujetos a un envejecimiento natural asociado a sus condiciones de servicio. Típicamente se ha definido el transformador como una máquina estática que no tiene partes en movimiento, aunque actualmente es claro que el transformador es una máquina eléctrica, que se mueve 120 veces por segundo mientras está energizada, y por tanto todos sus componentes están sometidos a altas vibraciones. La detección de fallas iniciales las cuales pueden ser causadas por debilidad en el aislamiento, malas maniobras técnicas, defectos o deterioro del transformador es de vital importancia, pues es una manera de estimar la condición de envejecimiento del aislamiento del transformador y sus principales accesorios. De esta manera se pueden planear acciones correctivas en etapas tempranas de falla, ahorrando mucho dinero al evitar salidas no planeadas de operación y fallas destructivas del transformador.

En campo (p.e. subestación o estación generadora) las técnicas de diagnóstico son usadas como herramienta de detección de fallas, así como para la medición de la condición o estado de envejecimiento interno del transformador, los métodos de diagnóstico deben ser aplicados de manera periódica con el fin de detectar fallas incipientes o iniciales [9].

1.4.1 Técnicas de diagnóstico

En la actualidad se ha puesto el avance de la tecnología en función de aumentar la profundidad en los resultados que se alcanzan con los métodos para el diagnóstico del estado de transformadores.

Los métodos de diagnóstico general incluyen el análisis de la calidad del aceite aislante (evaluación del estado físico, químico, propiedades eléctricas y contenido de gases disueltos), análisis del núcleo y su aislamiento, tanto sólido y líquido, aislamiento de devanados y la condición general del transformador. Además, existen métodos de diagnóstico avanzado con los cuales se analiza la condición térmica, eléctrica y mecánica del transformador, a continuación, se describen algunos de los métodos considerados como avanzados o especiales:

- Las técnicas de evaluación térmicas. Estas están establecidas bajo normas internacionales y son típicamente usadas con el fin de conocer la condición y el tiempo de vida restante con el que cuenta el aislamiento de papel.
- La evaluación eléctrica especializada. Incluye la prueba de descargas parciales (PD), la cual es una herramienta poderosa para la detección de fallas incipientes en el aislamiento del transformador.
- La evaluación mecánica de transformadores. Incluye el análisis de respuesta en frecuencia (FRA), que se aplica básicamente para detectar cambios en las dimensiones de la bobina del transformador, debido a deformaciones, desplazamientos, devanados en cortocircuito, etc.

Mediante los estándares IEC e IEEE existen varias técnicas de diagnóstico ampliamente descritas y reconocidas las cuales han sido usadas después de las pruebas tipo o de rutina, dos de estas, se hacen relevantes a la hora de hablar de FRA; hablamos de la Prueba de Relación de Transformación (TTR), con la cual se detecta si el devanado presenta fallas; y Prueba de Reactancia de Fuga [(Impedancia de corto Circuito o Reactancia de fuga de la armadura), para identificar deformación. A través de los años la medida de la Reactancia de Fuga o Impedancia de Corto Circuito ha demostrado su utilidad, especialmente cuando se

ha utilizado durante evaluaciones en laboratorios de potencia. El cambio de impedancia permite determinar deformación post falla con menos de un 2% del cambio geométrico (IEC60076-5). Si el método es realizado correctamente proporcionará una clara definición del estado mecánico del transformador en el laboratorio. Sin embargo, para evaluación en campo o transformadores en servicio, se considera que este método es poco sensible.

1.4.2 Esfuerzos a los que son sometidos los transformadores

Los mayores esfuerzos a los que están sometidos los transformadores ya sea de manera individual o en conjunto son los siguientes:

- Mecánicos: esfuerzos entre conductores, cables y devanados debidos a sobre corrientes momentáneas, corrientes de falla causadas por corrientes de Inrush, las cuales se presentan durante el funcionamiento cotidiano del equipo.
- Térmicas: esfuerzos debido a calentamiento general o sobrecalentamientos centralizados, asociados a sobre corrientes instantáneas, fugas de aceite (las cuales dejan desprotegida la parte activa), o debido al mal funcionamiento del sistema de refrigeración forzada.
- Dieléctricas: esfuerzos debidos a impulsos o sobretensiones transitorias, o resonancias internas asociadas con los devanados. Las pruebas de diagnóstico realizadas en los transformadores deben ser sensibles a las tres condiciones de esfuerzo con el fin de obtener indicadores confiables que permitan realizar una interpretación correcta con la cual se logre localizar el sitio de la falla presentada [9].

Debemos tener muy presente que las fallas debidas a condiciones dieléctricas son a menudo sinónimo humedad o deterioro de las condiciones óptimas del aceite, lo cual supone una situación de alto riesgo para el equipo eléctrico. Este hecho obliga a la realización de un mantenimiento preventivo en el cual se inspeccione de manera general el estado total del transformador y así evitar falsas alarmas y salidas de funcionamiento injustificadas [9].

1.5 Consideraciones finales del capítulo

- El mantenimiento de transformadores de potencia es una tarea sistemática que deben realizar las diferentes empresas y especialmente las de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- El mantenimiento se realiza con la finalidad de mantener en condiciones de operación óptima los equipos, e identificar posibles condiciones de operación críticas que puedan dar lugar a la aparición de fallas incipientes, permitiendo una detección oportuna de las mismas para su corrección.
- Mediante el mantenimiento, previo a una posible falla en el equipo, se pueden lograr ahorros importantes en los costos operativos.

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En el presente capítulo se recogen algunas de las técnicas de diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia. Además, se describen algunas de las pruebas que se les realizan a estos para prevenir futuras fallas y salidas de servicio, así como también, se muestran algunos datos sobre el mantenimiento que se realiza en la Empresa Eléctrica (OBE) de Santa Clara.

2.1 Aislamiento de transformadores de potencia

Como parte de un programa integral de mantenimiento eléctrico en transformadores, se requiere necesariamente incluir un análisis periódico del

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

aceite aislante., antes de que el aceite colapse y ocasione daños severos en el transformador.

Uno de los elementos de mayor importancia en un programa de mantenimiento eléctrico preventivo y predictivo, lo representa el líquido aislante que en la mayoría de los casos lo constituye: el aceite mineral.

El aceite dieléctrico en los transformadores de potencia realiza dos grandes funciones:

- Sirve como elemento aislante para poder soportar los altos voltajes que se generan internamente dentro del transformador.
- Tiene la función de servir de elemento trasmisor de calor para poder disipar el calor generado por los devanados y núcleo del transformador.

De tal manera, el aceite debe mantener excelentes propiedades eléctricas para poder soportar la degradación térmica y la oxidación. Es válido aclarar que, algunos transformadores no contienen aceite mineral sino líquidos sintéticos tales como: silicona, R-Temp. o askarel [7].

Existen razones de peso para realizar pruebas periódicas al aceite dieléctrico las cuales indicaran las condiciones internas del transformador. Cualquier síntoma de lodo, permitirá retirarlo del transformador antes que penetre y ocasione algún daño en los devanados y las superficies interiores de este, prolongando su vida útil. Otra ventaja de estas pruebas periódicas es la de reducir las salidas de servicio no programadas. Finalmente y basado en el hecho de que el aceite se degrada de una manera predecible, las pruebas periódicas ayudarán de una forma bastante segura a anticipar cualquier condición negativa del aceite dieléctrico, permitiendo realizar comparaciones entre tasas de decremento normales y anormales [7].

El envejecimiento del sistema de aislamiento reduce la fuerza mecánica y dieléctrica que puede soportar el transformador. En una falla, el envejecimiento del aislamiento del conductor se debilita hasta el punto donde no puede seguir sosteniendo las tensiones mecánicas debido a esta. Entonces, el aislamiento entre

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

espiras causa una falla dieléctrica, o causa un aflojamiento de la presión que sostiene las bobinas, y esto reduce la capacidad del transformador para soportar mecánicamente futuros cortocircuitos.

2.1.1 Factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador

El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista. Una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite. En cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo.

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor. Por otra parte, no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se realiza en vacío.

Se conoce que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico y que 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, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, lo cual provoca la depolimerización o destrucción del papel. Otros efectos provocados por las elevadas temperaturas lo constituyen la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO).

La humedad puede presentarse en el interior del transformador de varias maneras. Fundamentalmente esta puede manifestarse: de forma disuelta, en forma de una emulsión agua/aceite, en estado libre en el fondo del tanque o en

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar) [8].

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 mismo con aceite. También se tiene que, cuando el transformador está en servicio pueden desprenderse de la celulosa partículas diminutas que afectan su aislamiento. Otro contaminante es el policlorhidrato de bifenilo, el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobre voltajes [8].

2.1.2 Técnicas de diagnóstico del aislamiento en transformadores de potencia

Estas técnicas proporcionan la información relativa de la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, así como, su proyección de los efectos que condicionan que el aceite pueda aportar al sistema del aislamiento.

Los análisis físicos - químicos se componen de un grupo de pruebas predeterminadas y procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente, que en su conjunto proporcionan la información óptima (técnica y económica) necesaria para determinar la calidad del aceite y sus efectos en el sistema de aislamiento.

El conjunto de pruebas eléctricas, físicas y químicas que se realizan tradicionalmente, tanto al aceite como al aislamiento sólido, son: [8]

Pruebas realizadas al aceite dieléctrico

- Rigidez dieléctrica.
- Número de neutralización.
- Punto de inflamación.

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- Tensión interfacial.
- Color.
- Contenido de agua.
- Densidad relativa.
- Factor de potencia.
- Impurezas mecánicas.
- Ácidos solubles en agua.
- Pérdidas dieléctricas.
- Contaminación del aceite con PCB's.
- Grado de polimerización promedio del papel aislante.
- Inspección visual.

Pruebas realizadas al aislamiento sólido

- Prueba de resistencia de aislamiento.
- Prueba de factor de potencia del aislamiento.

Pruebas adicionales

- Prueba de relación de transformación.
- Prueba de resistencia a corriente directa (DC) de los devanados.
- Prueba de corriente de excitación.
- Prueba de núcleo a tierra.
- Prueba de termografía infrarroja.

Cada prueba tiene su importancia individual, así como, la combinación de los resultados de las mismas y la calidad en el desarrollo de cada prueba es determinante para el diagnóstico.

2.1.3 Pruebas realizadas al aceite dieléctrico

2.1.4 Análisis de la rigidez dieléctrica. Métodos Normalizados ASTM D-1816 y D-877 [9].

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El ensayo más demandado es la medición de rigidez dieléctrica en el aceite. La rigidez dieléctrica es la intensidad del campo eléctrico capaz de producir una descarga disruptiva a través de un material aislante. Se expresa por el valor al cual ocurre la ruptura (kV) cuando se aplica tensión entre dos puntos de muestra separados a una distancia determinada (2.54 mm).

La prueba se efectúa en un aparato que consiste en un transformador de potencial, un regulador de tensión, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón de la prueba. Esta copa patrón, consiste en un recipiente de bakelita o de vidrio refractario, dentro de la cual, se alojan dos electrodos en forma de discos de 25.4 mm de diámetro, separados una distancia entre sí de 2.54 mm con las caras perfectamente paralelas. Se considera deficiente cuando el voltaje de ruptura del aceite es menor de 22KV teniendo como referencia la distancia entre los electrodos de 2.54 mm.

El voltaje asociado con la rigidez dieléctrica, es una medida importante de los esfuerzos dieléctricos que el aceite podrá soportar sin que llegue a fallar. Además, se utiliza como una indicación de la presencia de contaminantes, particularmente la humedad y demás elementos sólidos y semisólidos.

2.1.5 Análisis del número de neutralización (índice de acidez)

Mediante la valoración química o electroquímica de la acidez del aceite se puede conocer su estado de una manera rápida. La acidez está dada por la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio requerido para neutralizar el ácido en un gramo de aceite. El nivel de acidez puede utilizarse como referencia para conocer cuándo se puede recuperar o cambiar el aceite.

La acidez en el aceite puede incrementarse debido a la liberación de oxígeno durante la degradación de la celulosa que reacciona con el aceite y demás peróxidos. A su vez, los peróxidos actúan negativamente sobre el papel aislante

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

favoreciendo la degradación de este e incidiendo en una disminución de la vida útil del transformador.

Un índice de acidez por encima de lo normal establece que se debe cambiar el aceite, ya que este puede atacar al aislamiento y demás partes metálicas del equipo.

2.1.6 Análisis del punto de inflamación

El aceite es una sustancia combustible derivada del petróleo. Cuando no se encuentra contaminado o deteriorado, su punto de inflamación se encuentra dentro del límite previamente establecido que permite su operación segura dentro del equipo. Sin embargo, al descomponerse, puede dar lugar a la formación de sustancias de punto de inflamación más bajo que no cumplan con lo normalmente permitido, exponiendo al transformador a un peligroso incendio.

2.1.7 Análisis de la tensión interfacial

La tensión interfacial entre el aceite aislante y el agua, es una medida de la fuerza de atracción molecular entre las moléculas y se expresa en dinas por cm. La dina es una unidad de fuerza del sistema cegesimal, que equivale a la fuerza necesaria para comunicar a la masa de un gramo la velocidad de un centímetro por segundo.

La prueba proporciona un medio de detectar contaminantes polares solubles y productos de deterioro. Los contaminantes solubles y los productos de degradación del aceite, generalmente producen una baja tensión interfacial.

2.1.8 Análisis del color en el aceite. Método Normalizado ASTM D 1500 [10].

El aceite a medida que transcurre el tiempo de explotación se oscurece. En ASTM D-1500 [10], se establecen muestras de color calibradas que permiten comparar el color de la muestra con estas y evaluar el estado de este indicador. El cambio de color del aceite en breve tiempo es una señal de alerta acerca de la

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

contaminación del mismo. Estos ensayos de filtrado de aceite pueden dar alguna indicación de la condición de las partes internas del transformador.

El significado primario del color es la de observar una tasa de cambio a lo largo del tiempo en un transformador. Oscurecimientos del aceite en un período de tiempo, indica tanto la contaminación como el deterioro del mismo. Un color oscuro, sin haber cambios significativos en el número de neutralización o de la viscosidad, usualmente indican contaminación con materiales extraños. El color de un aceite aislante, es determinada mediante una luz transmitida a través del líquido y se define mediante un valor numérico predeterminado, para luego comparar contra valores estándares en una tabla circular contenida dentro del equipo.

2.1.9 Análisis del contenido de humedad (contenido de agua)

La humedad presente en el aceite, se puede originar por el aire que inhala el transformador durante su proceso de trabajo o por fallas en sus juntas y fugas en general. También se generan por descomposición propias del aceite y de los aislamientos. Se considera un contenido de humedad preocupante cuando sobrepasa los 30 ppm (partes por millón, o sea miligramos de agua por kilogramos de aceite).

2.1.10 Análisis de la gravedad específica. Métodos Normalizados ASTM D-1298

La gravedad específica de un aceite aislante, es la relación de los pesos a igual volumen de aceite y agua a 60 °F. La gravedad específica es pertinente para confirmar las características del aceite usado con respecto al aceite nuevo.

2.1.11 Análisis de la viscosidad (densidad relativa)

La viscosidad del aceite aislante, es la resistencia a un flujo continuo sin turbulencias, inercia y otras fuerzas. Se determina mediante la medición del tiempo del flujo de una cantidad de aceite bajo condiciones controladas. Un acentuado crecimiento de la viscosidad acompañada de un incremento del número

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

de neutralización y bajo un color oscuro, puede indicar un deterioro del aceite, así como, un efecto acentuado de la oxidación.

Mediante esta prueba se puede conocer la facilidad con que el aceite fluirá dentro del equipo. Un aceite de alta viscosidad tendrá menos capacidad de refrigeración, ya que su circulación a través de los radiadores será más lenta que uno con menor viscosidad. La viscosidad puede ser afectada por el envejecimiento del aceite.

También se puede decir que, la viscosidad aumenta cuando la temperatura disminuye y viceversa, por eso el índice de viscosidad es especificado a una temperatura dada.

2.1.12 Análisis del factor de potencia del Líquido (factor de disipación)

El factor de potencia del líquido es una prueba excelente para monitorear el aceite del transformador en servicio. Esta prueba es útil para evaluar el aceite nuevo ofrecido por un proveedor y para evaluar el aceite nuevo instalado en el equipo. Mientras que el aceite está en servicio, existen ciertas condiciones que degradan el mismo, lo cual se evidencia en modificaciones en los resultados del factor de potencia del líquido. Cuando un líquido dieléctrico como el aceite del transformador se somete a campos de corriente alterna (CA), se producen pérdidas dieléctricas que causan dos efectos:

- La corriente resultante se desfasa ligeramente debido al campo de CA aplicado.
- La energía de las pérdidas se disipa en forma de calor [6].

2.1.13 Análisis de impurezas mecánicas

La determinación de impurezas mecánicas permite revelar el grado de contaminación por partículas sólidas que tiene un aceite. Estas partículas en suspensión pueden provocar la disminución de las características dieléctricas de aceite. Además, a través de este análisis, se puede detectar el estado interior del

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

equipo ya que, analizando cuantitativamente esas impurezas, se puede conocer si existe óxido de hierro (que indica corrosión), o si existen partículas de material aislante, etc.

2.1.14 Análisis de ácidos solubles en agua

Con la determinación de ácidos solubles en agua se puede conocer si en el aceite están presentes ácidos tales como el ácido sulfúrico (H_2SO_4) que puede ser indicativo de la descomposición de aceite, debido a la transformación del azufre que esta pueda contener.

2.1.15 Análisis de pérdidas dieléctricas

Estas pruebas consisten en la determinación, bajo condiciones específicas, del índice de perdidas dieléctricas (factor de potencia o tangente delta) de aceite, que se define como la relación entre la potencia disipada en el aceite y el producto del voltaje aplicado entre electrodos de prueba y la corriente que circula a través del aceite. Un alto factor de potencia indica presencia de productos contaminantes, agua, etc.

2.1.16 Determinación de la contaminación del aceite con PCB's

Los policlorodibenilos (PCB) y policloroterfenilos (PCT) son mezclas de químicos orgánicos sintéticos. Por su estabilidad físico-químico, su alta capacidad como aislante eléctrico y su resistencia a la combustión en la industria eléctrica se ha utilizado como refrigerante y aislante en transformadores, capacitores e interruptores. Estas características justifican la utilización de los PCB's en transformadores con clases de tensión de hasta 34,5 KV.

Durante los años 70's, se determinó que los bifenilos policlorados tenían características toxicas nocivas para el hombre, por lo que quedo prohibida su fabricación internacionalmente y se comenzó a establecer las normativas necesaria para su control, manejo y disposición.

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

A pesar de que el PCB no se reproduce, su presencia solamente es detectada mediante la cromatografía de gases, por lo que es fácil contaminar equipos con este compuesto cuando no se toman las precauciones necesarias. El manejo y disposición del PCB solamente puede ser realizado por personal debidamente capacitado y equipado de los medios de protección necesarios para evitar el contacto físico. Internacionalmente, se acepta como libre de PCB un equipo cuyo fluido refrigerante contenga concentraciones menores a 50 ppm, no existiendo exigencias especiales para su disposición final.

En Estados Unidos de América (USA), la Agencia de Protección de Medio Ambiente (EPA), respecto a los requerimientos de disposición final, establece que para aceite mineral con un contenido de PCB mayor de 500 ppm, debe incinerarse en condiciones similares a las del PCB; entre 50ppm y 500ppm pueden ser quemados como combustible de calderas de alta eficiencia, y no se establece ningún requisito especial para la disposición de aceites menores a 50 ppm. Estos últimos los considera como "Nom-PCB Transformer" y no requiere condiciones especiales de tratamiento, ni indica plazos para su reemplazo.

2.1.17 Determinación del grado de polimerización promedio del papel aislante

La geometría de los devanados del transformador se mantiene con ayuda del encintado de los conductores de cobre. Este encintado se realiza con Papel Kraf cuya base es la celulosa. Bajo la acción de la temperatura (por encima de los 60°C) esta se degrada disminuyendo su grado de polimerización. En su degradación se origina un producto denominado 2-firafuraldeihído (2-FAL), que en una pequeña parte pasa al aceite. La determinación de la concentración de 2-FAL en el aceite está relacionada con la disminución del grado de polimerización del papel. Se identifican así los defectos térmicos que afectan al aislamiento sólido y el grado de envejecimiento del aislamiento por la estimación del grado de polimerización residual del papel aislante.

2.2 Pruebas realizadas al aislamiento sólido y pruebas adicionales

2.2.1 Prueba de resistencia de aislamiento

Esta prueba se realiza con un megómetro o Megger para determinar el estado del aislamiento de los transformadores, y se ejecuta entre los elementos siguientes:

- Devanado de alto voltaje y tierra
- Devanado de bajo voltaje y tierra
- Devanado de alto voltaje y devanado de bajo voltaje.
- Entre devanados de bajo voltaje.

En todas las mediciones de la resistencia se tendrá en cuenta la temperatura a que estas se realizan. En caso de que el valor de temperatura de la medición no coincida con el valor de temperatura que se tiene hay que referirla utilizando un factor de corrección.

Estas mediciones se comparan con los valores normados o estipulados.

2.2.2 Prueba de factor de potencia del aislamiento (medición de la tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas)

La prueba de tangente delta de un aislamiento, también denominada factor de disipación o prueba de factor de potencia, es una medida de las pérdidas dieléctricas del aislamiento. Su magnitud depende del tipo de aislamiento y de las condiciones del mismo y es independiente de su volumen.

La desventaja de esta prueba es que solo determina la condición promedio del aislamiento, es decir, no detecta el punto de peor condición. Su valor puede verse afectado por la humedad y suciedad en la superficie del aislamiento que permite una circulación de corriente a tierra a través de la superficie del mismo

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

aumentando las pérdidas. El valor de tangente delta aumenta con las descargas parciales en el aislamiento, por lo que, se recomienda efectuar la prueba a dos valores de tensión: uno inicial, suficientemente bajo para prevenir que haya descargas parciales; y el otro a la tensión nominal de fase a tierra que permita medir las pérdidas ocasionadas por las descargas parciales. Esta forma de medición se conoce como “tip-up” y es una medición indirecta de las descargas parciales.

2.2.3 Prueba de relación de transformación

Consiste en medir la relación de transformación de los devanados para los diferentes taps del transformador. Mediante esta prueba se pueden detectar cortocircuitos entre espiras, desequilibrios del conmutador o circuitos abiertos.

El ensayo puede efectuarse con un medidor de relación de transformación, identificado habitualmente como TTR (Transformers Turns Ratio) o aplicando una tensión alterna reducida al primario y midiendo la tensión inducida en el secundario del transformador.

2.2.4 Prueba de resistencia a corriente directa (DC) de los devanados

Esta prueba puede realizarse con un puente Kelvin, un puente de Wheatstone, o simplemente con un amperímetro, un voltímetro o una fuente de CD. Los valores para esta medición no se norman, se deben utilizar como referencia los valores establecidos por el fabricante y los valores medidos no se deben alejar más de un 2% del dado por el fabricante.

Además de la resistencia óhmica de los devanados, dicha prueba tiene la finalidad de verificar si existen falsos contactos y espiras en cortocircuito.

Se recomienda para el análisis de los resultados que el conjunto de pruebas se integre al expediente de cada equipo, para vigilar su tendencia durante su vida en operación, haciendo uso de los formatos establecidos.

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.2.5 Características del mantenimiento en Cuba

Los transformadores de potencia están alimentados con tensión y frecuencia fijas. En Cuba no están estandarizadas las tensiones de los transformadores de las centrales termoeléctricas, debido a la diversidad de su procedencia.

En las termoeléctricas cubanas, los transformadores de salida de bloque son siempre elevadores. Por su clasificación medioambiental, en las termoeléctricas se utilizan transformadores de intemperie en el llamado “patio de transformadores”, que agrupa a los equipos de servicios propios, salida de bloques, reserva y arranque; se utilizan además, transformadores de interior [3].

En la Empresa Eléctrica de Santa Clara (OBE) se utilizan los modelos UR-BS 0334 A1 Protocolo de mantenimiento parcial para transformadores de transmisión, y UR-BS 0201 A1 Reporte de mantenimiento para transformadores ubicados en subestaciones, como guía para el mantenimiento (Anexo # 1 y Anexo # 2)

2.3 Otras Técnicas de monitoreo y diagnóstico

La mayor parte de las fallas de los transformadores se deben a cambios anormales en la condición del equipo, tales como, el acortamiento de la vida útil debido al deterioro acelerado de los componentes, en particular: bushing y conmutadores bajo carga (CBC). Una de las fuentes de contaminación típicas en un transformador lo constituye la presencia de carbón de los CBC; estos sedimentos, bajo los efectos de la gravedad, el flujo de aceite y particularmente el efecto de los campos eléctrico y electromagnético, se depositan en la superficie de los devanados, etc. Si estos sedimentos logran pasar al tanque principal, falsean el análisis de gases disueltos en el aceite o dissolved gas analysis (AGD o DGA por sus siglas en inglés), pues la elevación de la concentración de monóxido y dióxido de carbono (CO y CO₂) se interpreta como un falso daño en el aislamiento celulósico. Al sobrecalentarse los CBC, puede formarse una película, que reduce

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

la superficie de contacto e incrementa la resistencia y la temperatura; puede producirse erosión en los contactos y generación de gases; pueden abrirse los circuitos, o aparecer una falla entre fases, debido a la severa contaminación del aceite [3].

La temperatura del aceite, su calidad y el diseño del material de los contactos afectan el proceso de degradación de los contactos, por lo que, la ocurrencia de fallas depende del valor de corriente y la frecuencia de uso del CBC [3].

Para los CBC, aunque se monitoreen la temperatura y la carga como información base, debe seguirse con minuciosidad el estado vibración al de los mismos. Las fallas de CBC son: en primer lugar, según la frecuencia, mecánicas (en los muelles, rodamientos, ejes, accionamientos); y, en segundo lugar, eléctricas (sobrecalentamiento de contactos, ruptura de resistencias de transición, problemas en el aislamiento). El monitoreo de la corriente en el motor del mecanismo de accionamiento ofrece información sobre fallas mecánicas. También se controla la diferencia de temperatura entre el compartimiento del conmutador y el tanque principal, para detectar daños en contactos y otros de carácter termodieléctrico, y las vibraciones. Para todo esto se utilizan equipos muy simples y de bajo costo, aunque se requiere un conocimiento profundo sobre el diseño de los conmutadores, acústica, etc. [3].

El monitoreo permite, a través de la información obtenida por un sistema de adquisición de datos mediante técnicas de diagnóstico, la determinación de fallas tanto de rápido, como de lento desarrollo. El monitoreo supera a los métodos convencionales de las pruebas eléctricas realizadas que requieren al equipo fuera de servicio, y que no pueden detectar las fallas de rápido desarrollo, por estar basados en mediciones espaciadas en el tiempo. En el caso de los transformadores, es económicamente conveniente la utilización del monitoreo, debido al gran ahorro de recursos por concepto de energía dejada de servir, además de la economía que se obtiene en reparaciones.

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Como características para el diagnóstico de un aislamiento del transformador como defectuoso se destacan: el contenido de gases indicadores de fallas; el crecimiento en la generación de gases, que se interpreta como un crecimiento en la degradación de los materiales aislantes, en función de su poder de descarga; el cambio del factor de potencia y la capacitancia del espacio aislante defectuoso [3].

Los sistemas de monitoreo se diseñan para evaluar en tiempo real la condición del equipo, lo que permite monitorear diferentes parámetros de interés, detectar el desarrollo de fallas incipientes y diagnosticar condiciones anormales. La tendencia actual es utilizar estos equipos para obtener un diagnóstico más preciso y rápido del transformador en pleno funcionamiento ya que, puede obtenerse información valiosa sobre la condición operativa del transformador si se evalúa el estado de carga, las condiciones de operación y la generación de gases disueltos en el aceite aislante. En el caso de las dos primeras, pueden estimarse con las mediciones de las tensiones y corrientes a la frecuencia de. La tercera de ellas, mediante la valoración de la presencia de descargas parciales y de gases disueltos.

Un sistema de monitoreo y diagnóstico debe poseer sensores para detección de gases disueltos, descargas parciales, ruido ambiente, temperatura ambiente, voltaje y tensión de fase, calentamiento excesivo, corriente en las bombas, pasos de enfriamiento, corrientes capacitivas por los aisladores, entre otros. Estos sistemas pueden sustentarse en las siguientes técnicas.

2.3.1 Análisis de Gases Disueltos (AGD)

El análisis de gases disueltos en el aceite permite detectar un amplio diapasón de fallas típicas. Los sensores de gases disueltos en el aceite son muy sensibles al hidrógeno, además de detectar la existencia de otros gases combustibles. Estos sensores dan señales de aviso, luego de las cuales debe realizarse un AGD

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

pormenorizado, e informar acerca de cualquier falla que provoque desprendimiento de gases desde su mismo comienzo.

El análisis para efectuar el diagnóstico se basa en las concentraciones de estos gases, sus relaciones y en la velocidad de incremento de las mismas. A partir de estos datos y con la asistencia de un sistema experto, se pueden detectar las posibles fallas del transformador con un alto grado de seguridad [3].

2.3.2 Técnica ultrasónica

Esta técnica consiste en la detección del sonido que emiten diversos eventos en el interior del transformador a través de sensores ultrasónicos, los cuales se colocan externamente. Las descargas parciales o arcos eléctricos producen una onda o pulso que se propaga hacia las paredes del tanque, donde pueden ser detectadas por un sensor ultrasónico. La salida del sensor es proporcional a la energía contenida en la onda de choque y la frecuencia de operación de estos debe estar entre 70 a 200 kHz.

Esta técnica tiene como principal limitante la falta de sensibilidad para descargas parciales inferiores a 10 pC (pico Coulomb) y la imposibilidad de determinar exactamente la localización del evento, no obstante, la señal con menor tiempo de arribo indica que está más próximo al lugar de ocurrencia del evento. Se recomienda utilizar varios sensores que permitan estimar la ubicación exacta de la falla o evento.

La técnica puede ser fortalecida moviendo de posición al resto de los sensores que tuvieron un tiempo de arribo mayor y volver a medir la señal, lo que posibilita ir cercando el punto de emisión de la onda.

2.3.3 Técnica de medición de banda ultra ancha (UWB)

Esta técnica es más sensible que la anterior y tiene sus especificaciones propias pues requiere de tecnología más especializada y por tanto encarece su aplicación.

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los sensores que se utilizan son de campo cercano y deben ubicarse en el yugo del transformador.

Dicha técnica permite registrar la actividad de descargas parciales en el rango de frecuencia de 100 MHz, y puede lograrse una sensibilidad de 5 pC, lo que contribuye a la diferenciación de señales generadas en electrodos metálicos o dieléctricos y estimar el lugar de ocurrencia de la falla con mayor exactitud.

Como los sensores son ubicados dentro del tanque y son cubiertos por el aceite deben ser construidos para operar satisfactoriamente bajo esa condición. Es válido aclarar que esta técnica no está tan difundida como la anterior.

2.3.4 Termografía con infrarrojo

Mediante esta técnica se pueden medir temperaturas de superficie con precisión sin necesidad de que exista contacto con el dispositivo al cual se le medirá la temperatura, así como, detectar los puntos más calientes en el equipo. El principio de operación de este equipo está basado en el hecho de la interrelación que existe entre la radiación infrarroja y la temperatura existente en el objeto, de ahí que mediante sensores infrarrojos puedan captarse las emisiones en esa longitud de onda y con ellos establecer el mapa de calentamiento del objeto y a su vez los puntos más calientes.

La cámara termográfica genera una imagen de un espectro de colores. Según una escala determinada, significa una temperatura distinta, de manera que la temperatura media más elevada aparece en color blanco.

La predicción con esta técnica puede resultar muy valiosa, mucho más cuando se acompaña de otras técnicas que refuercen o refuten los pronósticos.

2.3.5 Ensayos destructivos a transformadores

Los ensayos o pruebas destructivas no se realizan a equipos en explotación a menos que resulte necesario. Las mismas deben realizarse en la etapa de

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

fabricación de los equipos. Entre los ensayos considerados como destructivos en el transformador se tienen:

- Pruebas de alto potencial aplicado.
- Pruebas de potencial inducido.
- Prueba de impulso.

2.3.6 Pruebas de alto potencial aplicado

Los ensayos de alto potencial consisten en la aplicación de tensiones, a frecuencia industrial, de magnitud superior a los valores nominales del transformador. Estas pruebas permiten verificar la condición del aislamiento en lo que respecta a su capacidad para soportar sobrevoltajes a frecuencia de operación.

Se realizan sometiendo al aislamiento del transformador a una sobretensión a frecuencia industrial (de valor normalizado) durante 1 minuto, y se chequea el aislamiento entre los devanados y con respecto a tierra.

2.3.7 Prueba de Potencial Inducido

El ensayo de potencial inducido se lleva a cabo para verificar las condiciones del aislamiento entre vueltas en cada una de las bobinas y se realiza a frecuencias del orden de los 120 Hz para no saturar el núcleo del transformador.

2.3.8 Pruebas de impulso

Estas pruebas se realizan en laboratorio y constituyen ensayos ejecutados por los fabricantes durante el proceso de aceptación del equipo.

Los ensayos de impulso permiten determinar si el aislamiento del transformador es capaz de soportar esfuerzos dieléctricos asociados a descargas atmosféricas y sobretensiones de maniobra. Lo anterior se consigue aplicando al aislamiento del transformador ondas de tensión de impulso normalizadas (cuya duración es del orden de los microsegundos) y tratar de simular los sobrevoltajes asociados a rayos o interrupciones en el sistema eléctrico. Si el aislamiento del transformador

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

no sufre ruptura luego de la ejecución de estos ensayos se dice que el equipo ha superado la prueba de impulso.

2.4 Normativas de Mantenimiento

Las normas de mantenimiento están muy relacionadas con los parámetros que inciden sobre la fiabilidad del equipo y con la concepción del mantenimiento que se aplique.

En el caso de los transformadores, que son equipos estáticos, los mantenimientos son más espaciados que en las máquinas eléctricas rotatorias, y habitualmente se planifican cada dos años o tres años. Actualmente, con las técnicas de diagnósticos en línea este tiempo puede acortarse o extenderse, pues se realiza mantenimiento cuando haya evidencias de la posibilidad de ocurrencia de una falla. En el caso de transformadores de subestaciones, cuyo costo es mucho mayor que el de un transformador de distribución se justifican las inversiones de un mantenimiento predictivo, sin embargo, son los mantenimientos preventivos y correctivos los que se aplican en la mayoría de los casos para el resto de los equipos.

Las inspecciones que deben realizarse durante un mantenimiento preventivo son:

- Los aisladores deben mantenerse limpios y se debe verificar que no estén dañados o partidos de modo que se les vaya a salir el aceite.
- No existan conexiones flojas (reapriete de tornillos), despintado, daños y pérdidas de aceite.
- Al tanque principal: chequear si existen fugas de aceite, despintado, sobrecalentamiento o cualquier cosa que no parezca normal (revisión externa).
- A los medidores de temperatura: estos dispositivos no requieren mantenimiento, pero se debe realizar un registro semanal para controlar altas temperaturas.

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- Dispositivos de alivio de presión: estos dispositivos actúan cuando la presión interna excede 10 pis (0.703 Kg. /cm²). Las fallas dentro del tanque pueden causar una expansión de los gases que crean sobrepresiones pudiendo activar el dispositivo de alivio de presión o si existe un interruptor de reposición manual que también da una señal de disparo. Mediante un indicador se puede mostrar que dispositivo ha sido activado. Estos dispositivos no requieren mantenimiento, pero, se debe realizar un ensayo de funcionamiento anual.
- Transformadores de corriente: los transformadores de corriente normalmente se utilizan para protección (relés de sobrecorriente), medición (dispositivos amperimétricos y watímetros) y para compensación de algunos medidores de temperatura. Estos dispositivos requieren un pequeño mantenimiento, además de inspecciones físicas periódicas para detectar conexiones flojas o cortocircuitos.
- Válvulas: sobre el tanque del transformador están montadas numerosas válvulas. Algunas se utilizan para el drenaje y llenado, y otras para extracción de muestras de aceite, por lo que, debe controlarse que estas no tengan fugas y estén limpias.
- Conectores de tierra: en la cuba del transformador hay conexiones para cable de tierra. Debe controlarse que estas conexiones no presenten sobrecalentamientos o que estén flojas. Una sobre elevación de temperatura o un sobrecalentamiento puede indicar la circulación de corrientes y deberá ser investigado.
- En el tanque conservador de aceite (expansor) se debe revisar:
 - El material deshidratador, el cual debe reponerse cuando se ha vuelto rosado.
 - El tanque en sí, debe inspeccionarse externamente cada mes para detectar fugas de aceite y si el nivel de es bajo debe rellenarse. Por otro

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

lado, si el nivel de aceite es bajo pero no visible en el indicador, es necesario hacerle una inspección interior por lo que se llevará el transformador a los talleres para su revisión.

- En el interior del tanque conservador se debe chequear que:
 - El relé Buchholtz: mensualmente comprobar si hay acumulación de gas en la parte superior del dispositivo y realizar un ensayo de funcionamiento anualmente.
 - Los medidores del nivel de aceite: anualmente se les debe realizar un ensayo de funcionamiento.
- En el sistema de enfriamiento se debe chequear:
 - Los tubos de los intercambiadores de calor internamente, especialmente si se usa agua como refrigerante. Esta revisión debe hacerse anualmente.
 - Los dispositivos de protección (medidores de flujo de aceite/agua, detectores de fuga, medidores de presión de agua, termómetros). Esta revisión debe efectuarse mensualmente.
- Los conmutadores pueden estar bajo carga y sin carga. En el caso de los conmutadores bajo carga se inspecciona:
 - Cambiador de tope: debe realizarse una prueba de funcionamiento anual.
 - El selector: con cierta periodicidad debe ser revisado. Casi siempre se planifica esta revisión en función del número de maniobras realizadas, que casi siempre implica el cambio del aceite o su filtrado.
 - Los dispositivos de filtrado: en estos se recomienda hacer revisiones anuales. Estos dispositivos se encuentran situados en los conmutadores bajo carga.
 - En el caso de los conmutadores sin carga se deben inspeccionar anualmente los dispositivos mecánicos y eléctricos que evitan el funcionamiento del transformador cuando está energizado. Los contactos solo se revisan si se detectan dificultades en su operación.

CAPÍTULO II: TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- El filtro purificador de aire: en caso de que el equipo no este sellado, el personal de verificación debe cerciorarse que el transformador tenga este filtro y que este se encuentre en perfectas condiciones (que no tenga partido ni rajado el cristal) y que tenga el filtro de aceite en buen estado y lleno de aceite. Además, se requiere que la sílica-gel que se encuentra en su interior estén en buen estado [1].

2.5 Consideraciones finales del capítulo

- Los ensayos o pruebas para evaluar el estado técnico de determinado equipo pueden ser clasificados de diferentes formas:
 - En dependencia del efecto que sobre el equipo puedan tener las pruebas o ensayos se pueden clasificar en no destructivos y destructivos; donde estos últimos deben realizarse preferiblemente durante la etapa de fabricación de los equipos.
 - En consideración al estado operativo del equipo pueden ser en operación o con carga y desconectado.
 - Si se considera la posición de los sensores respecto al equipo pueden ser intrusitas o no.
- En general puede decirse que un sistema de monitoreo en línea requiere de los componentes siguientes: sensores, acondicionamiento de las señales, interfaz de adquisición de datos, y computadora.

CAPÍTULO III: ESTRATEGIA DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS

En este capítulo se propone una estrategia de diagnóstico que tributa al mantenimiento predictivo aplicado a los transformadores eléctricos. Se adicionan nuevas técnicas que profundizan el estado de explotación del transformador y se propone un procedimiento a seguir a la hora de realizar este tipo de acciones donde se aplican nuevas tecnologías que se están empleando en el mundo, y las que se practican en Cuba. Las referencias utilizadas para la realización de cada prueba se encuentran en el nombre del acápite correspondiente.

3.1 Propuesta de estrategia de diagnóstico a transformadores.

A la hora de realizar el mantenimiento predictivo las técnicas de diagnósticos abarcan un porcentaje alto de esta acción como se muestra en la Figura 3.1, dado que su principal objetivo es predecir la posible falla en el transformador siendo el caso que nos ocupa en este capítulo.



Figura 3.1. Caracterización del mantenimiento predictivo.

En la Figura 3.2 se propone la realización de varias pruebas con un orden secuencial que permite obtener un resultado general sobre el estado de explotación del transformador de distribución. Como se puede apreciar el Análisis

del Barrido de Frecuencia aparece al inicio y final de la prueba dado que en el intermedio del análisis se aplican pruebas agresivas como el impulso tipo rayo que pueden afectar la integridad mecánica del transformador. En acápite 3.1.4 se trata las pruebas de vacío y cortocircuito que no son exámenes de diagnóstico, pero son necesarias para si se quiere realizar algún tipo de estudio específico.

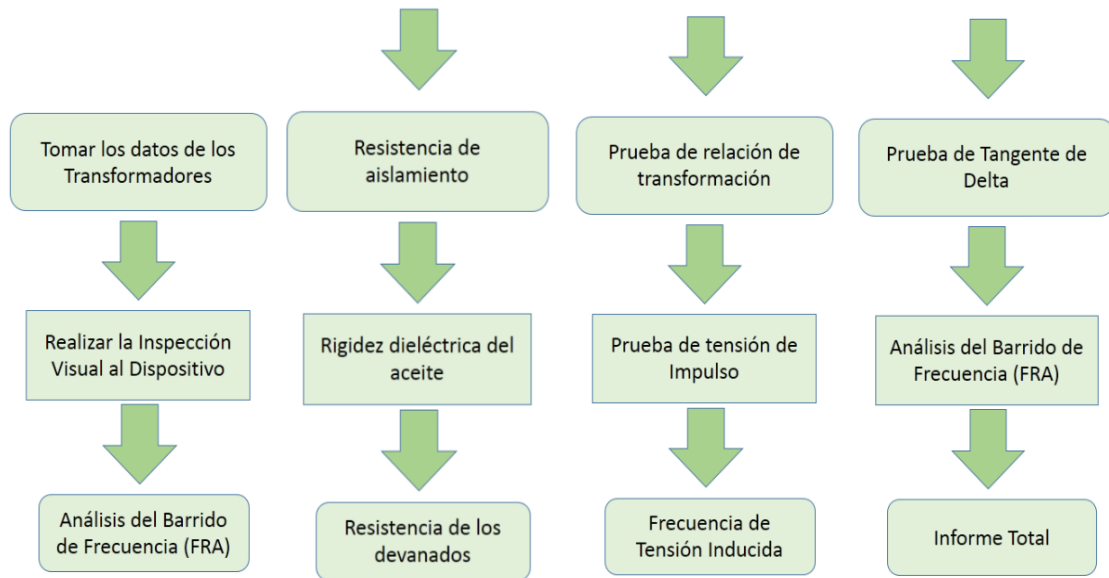


Figura 3.2. Propuesta de estrategia de diagnóstico.

3.1.1 Medición de resistencia de aislamiento en transformadores de potencia y distribución [11, 12].

El transformador debe estar aislado de cualquier conexión con la red eléctrica y el tanque o cuba debe estar aterrado. Se deben cortocircuitar los terminales del lado de alta tensión (AT) y los terminales del lado de baja tensión (BT). En los transformadores con conexión en estrella aterrada se deben desconectar los terminales de tierra y cortocircuitar este bushing con los bushings de fase. En las Figuras 3.3 y 3.4 se muestran los esquemas de conexión para transformadores monofásicos y en la Figura 3.5 para transformadores trifásicos. Nota: En el caso de los transformadores monofásicos que poseen un solo bushing por alta tensión, el tanque o cuba no se conecta a tierra y se debe cortocircuitar este bushing con la conexión de tierra del tanque.

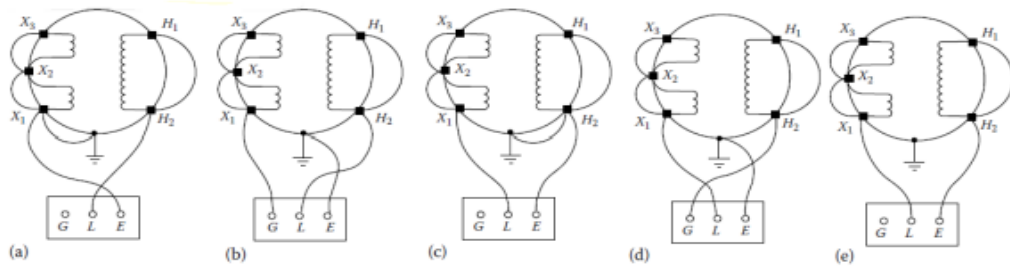


Figura 3.3. Conexiones para transformadores monofásicos con dos bushing por AT

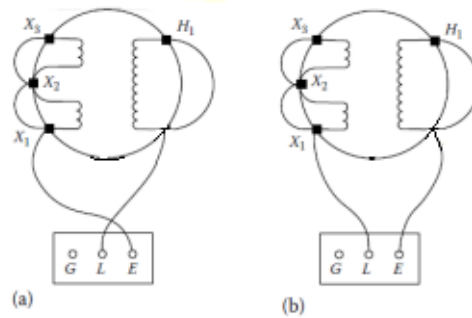


Figura 3.4. Conexiones para transformadores monofásicos con un solo bushing por AT

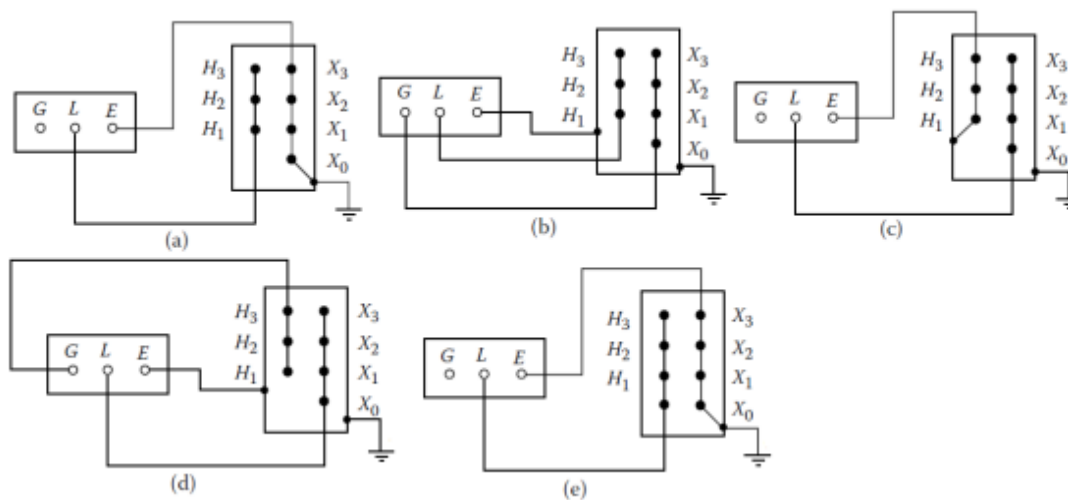


Figura 3.5. Conexiones para transformadores trifásicos

- Transformadores monofásicos con dos bushing y transformadores trifásicos.

Se prueba el transformador en los cinco modos de prueba siguientes ver Figura 3.3 y 3.5:

- En el primer modo de prueba (Figura 3.3 y 3.5 (a)), se obtiene como resultado la resistencia de aislamiento conjunta entre el devanado de AT y BT y entre el devanado de AT y el tanque del transformador.
- En el segundo modo de prueba (figura 3.3 (a) y 3.5 (b)), se obtiene como resultado la resistencia de aislamiento entre el devanado de AT y el tanque del transformador.
- En el tercer modo de prueba (figura 3.3 (a) y 3.5 (c)), se obtiene como resultado la resistencia de aislamiento conjunta entre el devanado de BT y AT y entre el devanado de BT y el tanque del transformador.
- En el cuarto modo de prueba (figura 3.3 (a) y 3.5 (d)), se obtiene como resultado la resistencia de aislamiento entre el devanado de BT y el tanque del transformador.
- En el quinto modo de prueba (figura 3.3(a) y 3.5 (e)), se obtiene como resultado la resistencia de aislamiento entre el devanado de BT y AT.
- Transformadores monofásicos con un solo bushing

Se prueba el transformador en los dos modos de prueba siguientes ver Figura 3.4.

- En el primer modo de prueba (figura 3.4 (a)), se obtiene como resultado la resistencia de aislamiento conjunta entre el devanado de AT y BT y entre el devanado de BT y el tanque del transformador.
- En el segundo modo de prueba (figura 3.4 (b)), se obtiene como resultado la resistencia de aislamiento conjunta entre el devanado de BT y AT y entre el devanado de AT y el tanque del transformador.

Nota: La resistencia de aislamiento se mide a los 30 s, 60 s y a los 10 min., aunque se pueden realizar otras mediciones en este intervalo de tiempo. El coeficiente de absorción dieléctrica (K) y el índice de polarización (IP), se determinan mediante las ecuaciones siguientes:

$$K = \frac{R_{60}}{R_{30}} \quad (3.1)$$

$$IP = \frac{R_{10}}{R_1} \quad (3.2)$$

Donde:

R_{60} : Valor de resistencia medida a los 60 seg.

R_{30} : Valor de resistencia medida a los 30 seg.

R_{10} : Valor de resistencia medida a los 10 min.

R_1 : Valor de resistencia medida a 1 min.

- Evaluación de los resultados

Los valores de resistencia de aislamiento esperados para transformadores en sistemas comprendidos entre 6 kV y 69 kV, a 20 grados centígrados, se encuentran entre 400 (M Ω) y 1200 (M Ω).

En la Tabla 3.1 se muestran los criterios para evaluar el estado del aislamiento en función del índice de polarización y del coeficiente de absorción dieléctrica.

Tabla 3.1. Valores de IP y K para evaluar el estado del aislamiento

Estado del aislamiento	IP	K
Peligroso	Menor que 1	
Pobre	1 a 1,1	
Dudoso	1,1 a 1,25	1 a 1,25
Bueno	1,25 a 2	1,4 a 1,6
Excelente	Mayor que 2	Mayor que 1,6

3.1.2 Medición de resistencia la resistencia eléctrica en transformadores de potencia y distribución [13, 14].

La medición debe realizarse con corriente continua, midiendo la caída de tensión o la resistencia entre los bornes del ítem ensayado.

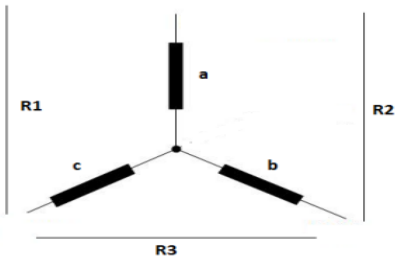
- Realizar cinco mediciones de la resistencia eléctrica para cada devanado y fase del transformador, registrar cada medición realizada y su valor promedio.
- Medir y registrar la temperatura en los diferentes puntos del transformador y determinar su valor promedio.
- Determinar el valor de resistencia por fase según acápite 3.5.4. Transformadores trifásicos con conexión Y o Δ .

Los modelos matemáticos a utilizar para determinar la resistencia eléctrica y la temperatura son:

Resistencia eléctrica: Seccionadores y transformadores monofásicos

$$R = \bar{R} \quad (1)$$

- Resistencia eléctrica por fase: Transformadores trifásicos con conexión

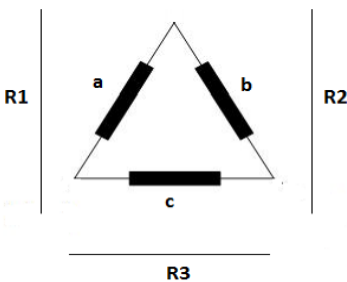


$$R_a = \frac{1}{2}(\bar{R}_1 + \bar{R}_2 - \bar{R}_3) \quad (3.3)$$

$$R_b = \frac{1}{2}(\bar{R}_2 + \bar{R}_3 - \bar{R}_1) \quad (3.4)$$

$$R_c = \frac{1}{2}(\bar{R}_1 + \bar{R}_3 - \bar{R}_2) \quad (3.5)$$

- Resistencia eléctrica por fase: Transformadores trifásicos con conexión



$$R_a = \frac{(\bar{R}_3 - \bar{R}_1 - \bar{R}_2)^2 - 4\bar{R}_1\bar{R}_2}{2(\bar{R}_1 - \bar{R}_2 - \bar{R}_3)} \quad (3.6)$$

$$R_b = \frac{(\bar{R}_3 - \bar{R}_1 - \bar{R}_2)^2 - 4\bar{R}_1\bar{R}_2}{2(\bar{R}_2 - \bar{R}_1 - \bar{R}_3)} \quad (3.7)$$

$$R_c = \frac{(\bar{R}_3 - \bar{R}_1 - \bar{R}_2)^2 - 4\bar{R}_1\bar{R}_2}{2(\bar{R}_3 - \bar{R}_1 - \bar{R}_2)} \quad (3.8)$$

Donde:

R : Resistencia eléctrica;

\bar{R} : Media aritmética de las 5 mediciones realizadas de la resistencia eléctrica.

$\bar{R}_1, \bar{R}_2, \bar{R}_3$: Media aritmética de las 5 mediciones realizadas de la resistencia eléctrica entre terminales.

R_a, R_b, R_c : Resistencia eléctrica por fase.

3.1.3 Medición de la relación de transformación [15, 16].

Se aplica el método de medición directa con el puente de relación de transformación TTR (*Transformer Turn Ratio*). El ensayo se puede efectuar con tensiones monofásicas o trifásicas de 8 V, 40 V y 80V.

Realizar el esquema de conexión correspondiente según el tipo de transformador a ensayar. Los esquemas de conexión se muestran en las figuras: 3.6, 3.7 y 3.8.

Medir y registrar, el valor de la relación de transformación y el % error para cada toma o derivación del transformador ensayado.

El ensayo se considera conforme si se cumple lo siguiente:

Transformadores de potencia o distribución: El valor medido corresponde con el valor especificado y si este se encuentra en el rango de $\pm 0,5 \%$.

Transformadores de medición: El valor medido es \leq que el valor de la clase especificada.

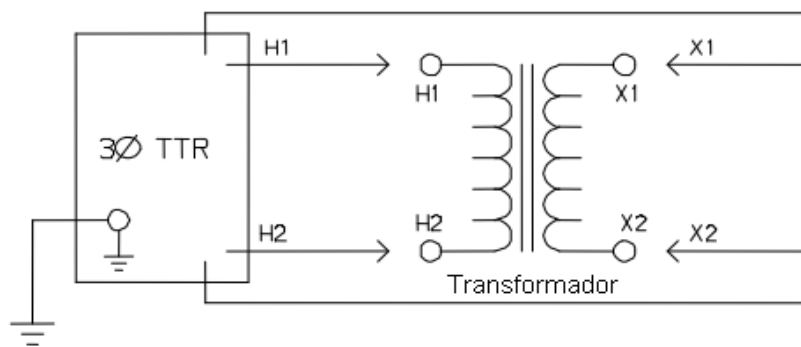


Figura 3.6. Esquema de conexión para transformadores monofásicos.

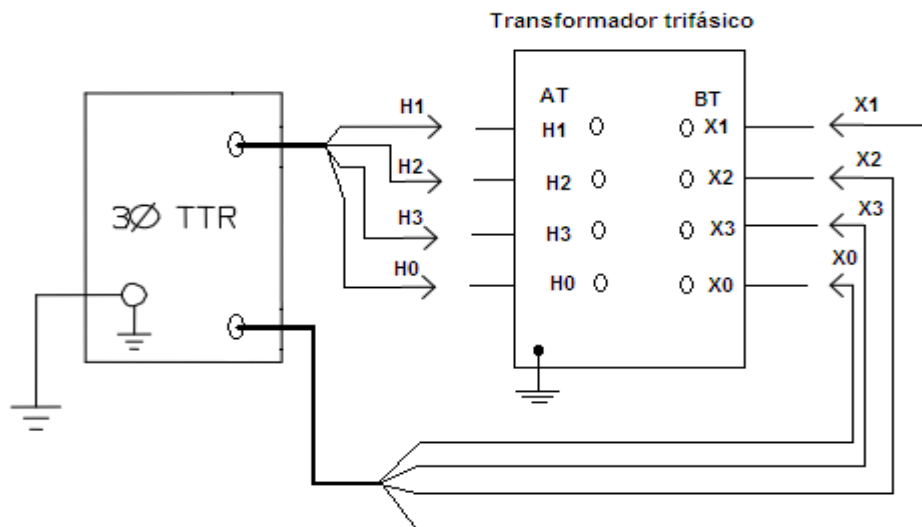


Figura 3.7. Esquema de conexión para transformadores trifásicos.

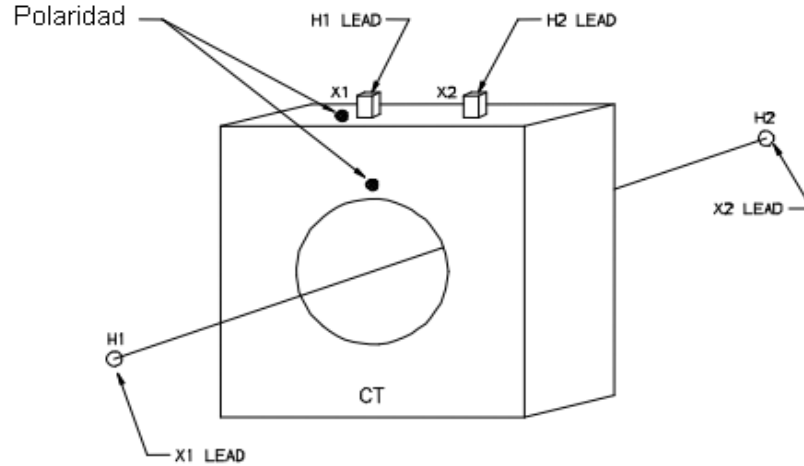


Figura 3.8. Esquema de conexión para transformadores de intensidad.

3.1.4 Pruebas de vacío y cortocircuito [17].

- **Esquema de conexión y procedimiento para realizar el ensayo de cortocircuito**
Las mediciones se pueden realizar indistintamente sobre el devanado de alta o baja tensión del transformador, en la toma (TAP) principal del mismo.

El esquema de conexión, y el procedimiento que se describe a continuación es aplicable en el caso que las mediciones se realicen por el devanado de alta tensión.

NOTA: En el caso que las mediciones se realicen por el devanado de baja tensión, se cortocircuita el devanado de alta tensión y se realiza el mismo procedimiento acorde con la nueva conexión realizada.

En las Figuras 3.9 y 3.10 se muestran los esquemas de conexión monofásico y trifásico para realizar el ensayo de cortocircuito.

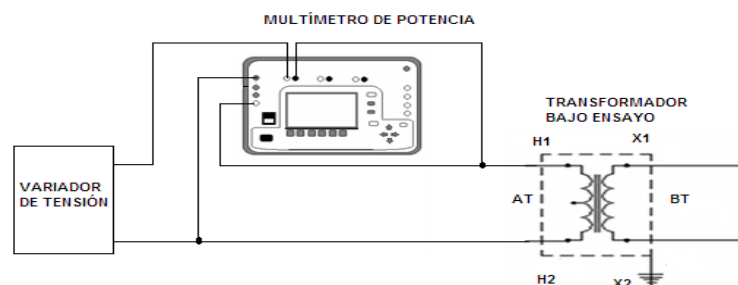


Figura 3.9. Esquema de conexión monofásico.

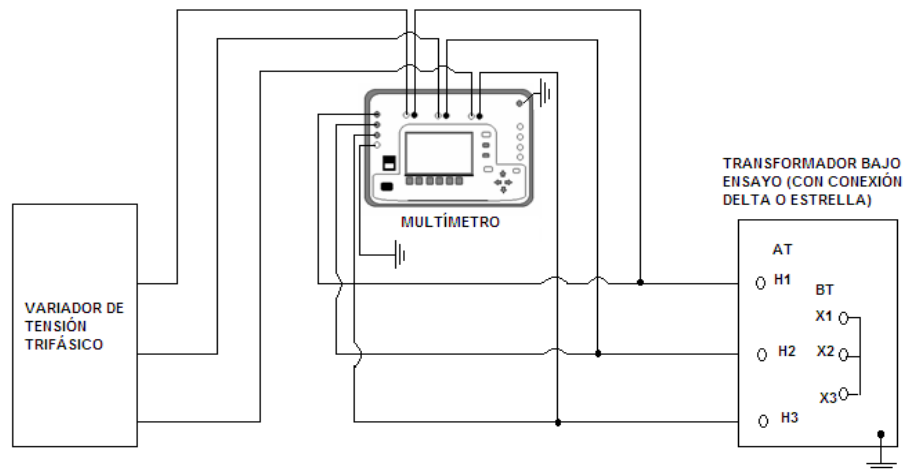


Figura 3.10. Esquema de conexión trifásico.

1. Cortocircuitar el o los devanados de baja tensión.
2. Aplicar al devanado de alta tensión una tensión reducida a la frecuencia asignada. La tensión se incrementa de forma gradual mediante el variador de tensión hasta alcanzar una intensidad igual a la asignada del transformador, o un valor no menor del 50 % de la misma.
3. Con el valor de la corriente ajustada, se toman cinco lecturas de cada parámetro relacionado a continuación: tensión eficaz, intensidad y potencia activa.
4. Desconectar el transformador bajo ensayo.
5. Determinar el porcentaje de impedancia.
6. Determinar las pérdidas debidas a la carga a partir de las mediciones realizadas.

• **Esquema de conexión y procedimiento para realizar el ensayo de vacío**

Las mediciones se pueden realizar indistintamente sobre el devanado de baja o alta tensión del transformador, en la toma (TAP) principal del mismo o sobre otra toma si esta no es inferior al 25 % del devanado completo.

El esquema de conexión, y el procedimiento que se describe a continuación es aplicable en el caso que las mediciones se realicen por el devanado de baja tensión.

NOTA: En el caso que las mediciones se realicen por el devanado de alta tensión, el devanado de baja tensión se deja en circuito abierto y se realiza el mismo procedimiento acorde con la nueva conexión realizada.

Esquema de conexión

En las Figuras 3.11.y 3.12 se muestran los esquemas de conexión monofásico y trifásico para realizar el ensayo de vacío.

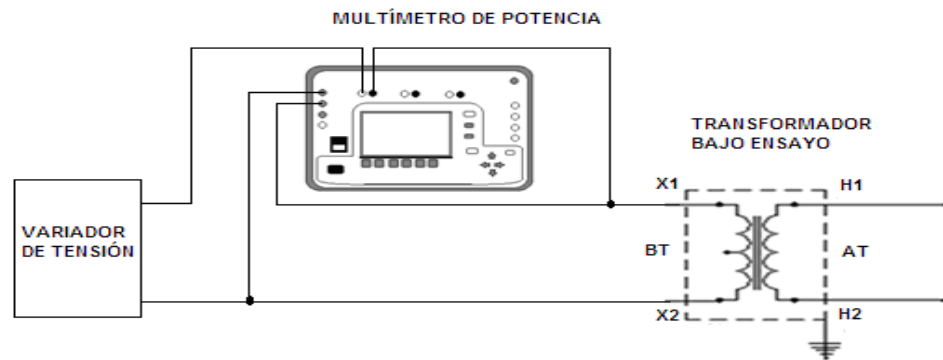


Figura 3.11. Esquema de conexión monofásico.

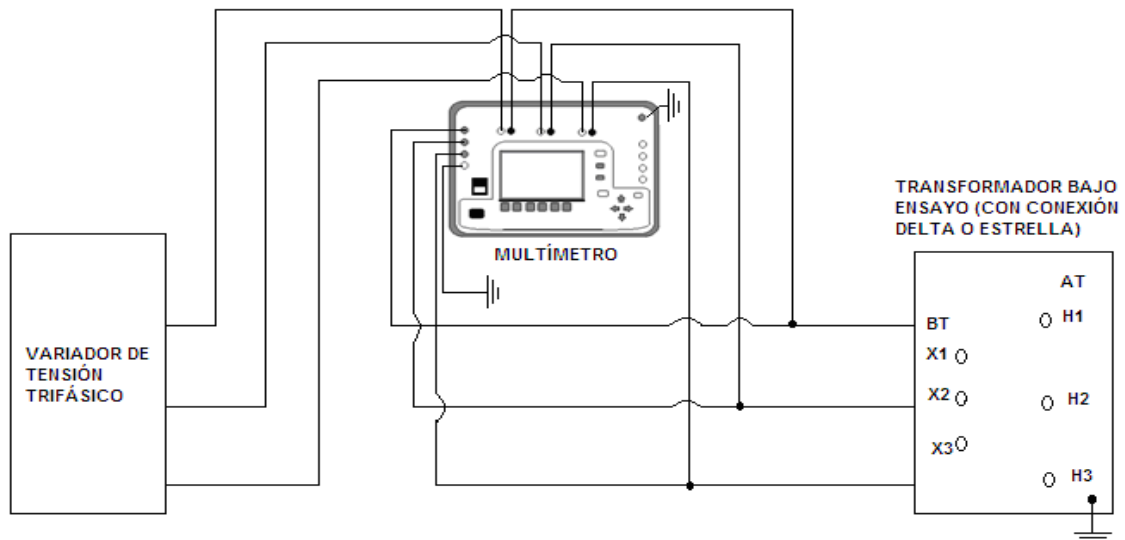


Figura 3.12. Esquema de conexión trifásico.

Procedimiento para realizar el ensayo

1. Verificar que el devanado de alta tensión se encuentra en circuito abierto.

2. Incrementar de forma gradual mediante el vaciador de tensión la tensión de ensayo hasta alcanzar un valor tal que corresponda con el valor eficaz de la tensión asignada del transformador.
3. Con el valor de la tensión ajustada, deben tomarse cinco lecturas de cada parámetro relacionado a continuación: tensión eficaz, intensidad y potencia activa.
4. Determinar la intensidad de corriente en vacío en porcentaje de la corriente nominal.

3.1.5 Ensayos dieléctricos de impulso tipo rayo [17, 18].

Se utiliza un generador de impulso de tensión 300 kV con potencia de 15 kJ. El tiempo de frente es de $1,2 \mu\text{s}$ con una tolerancia de $\pm 30 \%$ y el tiempo de cola es de $50 \mu\text{s}$ con una tolerancia de $\pm 20 \%$. El valor pico estará sujeto a una tolerancia de $\pm 3 \%$.

Los ensayos de impulsos de rutina se aplican a transformadores de distribución sumergidos en aceite de tipo poste, de pedestal y soterrados. El ensayo se realiza sobre los terminales de línea de alta tensión ($>600 \text{ V}$). Los terminales de baja tensión ($<600 \text{ V}$) y el neutro no requieren este tipo de ensayo. No se aplican tensiones de ondas cortadas en los ensayos de rutina.

Los ensayos de impulso se realizarán en la posición de mínimo número de vueltas del cambiador de derivaciones de la fase bajo prueba.

El ensayo de impulso de rutina se realizará en la conexión del tap nominal.

Preparación del transformador para realizar el ensayo

El tanque del transformador debe ser eficazmente conectado a tierra en forma directa o a través de una impedancia de bajo valor.

Características de las formas de onda a aplicar

Transformadores sumergidos en aceite: La tensión de ensayo debe ser de polaridad negativa y será inmodificable durante el ensayo.

Transformadores de tipo seco: El ensayo puede ser realizado con polaridad positiva, pero en este caso debe evitarse cambios de polaridad.

NOTA: El intervalo de tiempo entre las aplicaciones de la última onda cortada y la onda plena deben minimizarse sin retrasos intencionales, para evitar la recuperación de la rigidez dieléctrica si ocurrió alguna falla. No podrá ocurrir descarga en los aisladores o entre los entrehierros si estos se utilizan durante la realización del ensayo.

Tensiones de ensayo

El valor de la tensión de ensayo a emplear será igual a la tensión soportada especificada por el fabricante o el valor asignado que se muestra en las tablas 3a o 3b corregida por las condiciones atmosféricas. En devanados con aislamiento no uniforme, el ensayo se efectúa con la tensión de ensayo especificada para el borne de neutro.

Esquemas de conexión

a) Transformadores monofásicos con devanados de baja tensión con conexión trifilar:

Uno de los terminales de línea del devanado de alta tensión H_1 o H_2 se conecta al generador de impulso, el otro terminal de línea se conecta a tierra. Los terminales de línea del devanado de baja tensión, donde normalmente en el servicio se conectaría a tierra el terminal X2, se conectarán a tierra este mismo terminal y los terminales X1 y X3 se quedarán abiertos.

b) Transformadores monofásicos con devanados de baja tensión con conexión de dos terminales:

Uno de los terminales de línea del devanado de alta tensión H_1 o H_2 se conecta al generador de impulso, el otro terminal de línea se conecta a tierra. Los terminales de baja tensión, donde X1 o X2 pueden conectarse a tierra en el servicio, se conectarán a tierra el terminal X1 o X2 quedando el otro abierto.

c) Transformadores trifásicos con conexión YN:

Uno de los terminales de línea del devanado de alta tensión H_1 , H_2 , H_3 se conecta al generador de impulso, los otros terminales de línea y el terminal neutro se conectan a tierra. Los devanados de baja tensión, donde en servicio se

conectaría a tierra el terminal X0, este mismo terminal se conectará a tierra y los terminales; X1, X2, y X3 se quedarán abiertos.

d) Transformadores trifásicos con conexión YND:

Uno de los terminales de línea del devanado de alta tensión H1, H2, H3 se conecta al generador de impulso, los otros terminales de línea se conectan a tierra. En los devanados de baja tensión solo uno de los terminales X1, X2, o X3 se conectarán a tierra, quedando los dos terminales restantes abiertos.

NOTA: Para otros casos de conexiones no especificados anteriormente la conexión a tierra se realizará de acuerdo con el principio de poner a tierra el devanado sin causar un corto circuito directo a cualquier devanado de alta o baja tensión y seleccionando preferentemente el terminal que se conecta a tierra en servicio.

Procedimiento de ensayo con onda completa

Realice el esquema de conexión correspondiente

Con el generador de impulso conectado al terminal del devanado del transformador bajo ensayo y a los instrumentos de medición y registro, se ajustan los parámetros del circuito a una tensión de calibración no superior al 50 % de la tensión de ensayo para dar la forma de onda de referencia requerida.

Aplicar un impulso con onda completa entre el 50% y el 75% de la tensión de ensayo.

Aplicar tres impulsos con onda completa al 100 % de la tensión de ensayo.

Verificar criterio de conformidad

Procedimiento de ensayo combinado de onda completa con onda cortada

Realice el esquema de conexión correspondiente

Con el generador de impulso conectado al terminal del devanado del transformador bajo ensayo y a los instrumentos de medición y registro, se ajustan los parámetros del circuito a una tensión de calibración no superior al 50 % de la tensión de ensayo para dar la forma de onda de referencia requerida.

Aplicar un impulso de onda completa entre el 50 % y el 75 % de la tensión de ensayo.

- Aplicar un impulso de onda completa al 100 % de la tensión de ensayo.
- Aplicar uno o más impulsos con onda cortada a nivel reducido.
- Aplicar dos impulsos con onda cortada al 100 % de la tensión de ensayo.
- Aplicar dos impulsos con onda completa al 100 % de la tensión de ensayo.
- Verificar criterio de conformidad.

Ensayo de impulso tipo rayo para el borne de neutro

Este ensayo es aplicable cuando el borne de neutro de un devanado tiene una tensión soportada asignada de impulso.

Esquemas de conexión

Método directo

Para transformadores trifásicos con devanados de alta tensión con conexión YN, donde en el servicio se conectaría a tierra el terminal H_0 , este terminal se conectará directamente al generador de impulso y los terminales de línea H_1 , H_2 , y H_3 se conectarán a tierra.

Procedimiento de ensayo

Se aplica el mismo procedimiento de ensayo que para los bornes de línea con impulso de onda completa.

Criterio de conformidad

Los ensayos de impulso con onda completa se consideran conforme si no existen diferencias significativas entre las tensiones y corrientes transitorias registradas a tensión reducida y a tensión plena de ensayo.

Si existe duda sobre la interpretación de posibles discrepancias entre los registros digitales, se aplican tres impulsos adicionales a plena tensión, o se repetirá el ensayo de impulso completo en el borne afectado. El ensayo se considera conforme si no se observan desviaciones adicionales y progresivas.

Se pueden realizar observaciones adicionales durante el ensayo (efectos sonoros anormales, etc.) para confirmar la interpretación de los registros digitales.

Interpretación de los resultados

El resultado en la medición del valor de cresta de la tensión, el tiempo de frente y el tiempo de cola de la onda se expresarán como:

Tensión de valor pico o de cresta $U_{Cresta} = U_i (kV)$

Tiempo de frente de la onda $t_1 = t_i (\mu s)$

Tiempo de cola de la onda $t_2 = t_i (\mu s)$

En las Tablas 3.2 y 3.3 se exponen los niveles de aislamiento asignados a los transformadores sumergidos en aceite y transformadores secos.

Tabla 3.2. Niveles de aislamiento asignados de impulso para transformadores sumergidos en aceite

Aplicación	Tensión nominal del sistema (kV) valor eficaz	Nivel de aislamiento de impulso (kV) cresta	
		Onda completa	Onda recortada
Distribución	≤ 1,2	30	33
	2,5	45	50
	4,4; 5,0	60	66
	7,2; 8,7	75	83
	11,4; 13,2; 13,8; 15	95	105
Potencia	1,2	30	33
	2,5	45	50
	4,4; 5,0	60	66
	7,2; 8,7	75	83
	11,4; 13,2; 13,8; 15	95	105
	25,0	125	138
		150	165
34,5	200	220	

Tabla 3.3: Tensiones soportadas asignadas de impulso para transformadores secos.

Tensión máxima para el equipo (kV) valor eficaz	Tensión no disruptiva, de impulso tipo rayo (kV) valor pico	
	Lista 1*	Lista 2*
≤1,1	--	--
3,6	20	40
7,2	40	60
12	60	75
15**	60	75
17,5	75	95
24	95	125
36	145	170

3.1.6 Prueba de frecuencia inducida [12, 18, 19]

El ensayo se realiza con corriente alterna monofásica tan próxima como sea posible a la forma sinusoidal y a no menos del 80 % de la frecuencia asignada.

Preparación del transformador para realizar el ensayo

El tanque del transformador debe ser eficazmente conectado a tierra en forma directa o a través de una impedancia de bajo valor.

Tensiones de ensayo

El valor de la tensión de ensayo a emplear será igual a la tensión soportada especificada por el fabricante o el valor asignado que se muestra en las tablas 3a o 3b corregida por las condiciones atmosféricas. En devanados con aislamiento no uniforme, el ensayo se efectúa con la tensión de ensayo especificada para el borne de neutro.

Ensayo de tensión soportada aplicada con corriente alterna para los bornes de línea

• **Esquemas de conexión**

El devanado bajo prueba tendrá todos sus terminales cortocircuitados y se conectarán al terminal de línea del SERD. Todos los otros terminales y partes del transformador ensayado (incluido el núcleo y el tanque) se conectarán a tierra.

• **Procedimiento para realizar el ensayo**

1. Realizar el esquema de conexión correspondiente.
2. Incrementar la tensión de forma gradual, tan rápido como le sea posible al equipo de medición.
3. Una vez alcanzada la tensión de ensayo, esta se debe mantener durante un período de 60 s, tiempo durante el cual se deben realizar cinco mediciones del valor de la tensión aplicada.
4. Al finalizar el ensayo, la tensión debe reducirse rápidamente a menos de un tercio de su valor antes de desconectar. (Registrar el valor promedio de las cinco mediciones realizadas de la tensión aplicada y el tiempo de duración del ensayo).
5. Desenergice el circuito de ensayo de alta tensión.
6. Al entrar al área de ensayos de alta tensión, cortocircuite con la pértiga de puesta a tierra la parte energizada.

Ensayo de tensión soportada aplicada con corriente alterna para el borne de neutro

• **Esquemas de conexión**

Para transformadores trifásicos con devanados de alta tensión con conexión YN, donde en el servicio se conectaría a tierra el terminal H_0 , este terminal se conectará directamente al SERD y los terminales de línea H_1 , H_2 , y H_3 se conectarán a tierra.

• **Procedimiento para realizar el ensayo**

Se aplica el mismo procedimiento que para el ensayo en el borne de línea.

Criterio de conformidad

El ensayo se considera conforme si no se produce descarga disruptiva alguna.

3.1.7 Prueba de Tangente de Delta [18, 20]

Conexiones para el ensayo

El transformador debe estar aislado de cualquier conexión con la red eléctrica. Se deben cortocircuitar los terminales del lado de alta tensión y los terminales del lado de baja tensión. En los transformadores con conexión en estrella aterrada se deben desconectar los terminales de tierra y cortocircuitar este bushing con los bushings de fase.

En las figuras 2 y 3, se muestran los esquemas de conexión para los diferentes modos de prueba.

Procedimiento para realizar el ensayo

1. Colocar los sensores de temperatura tal y como se describe a continuación:

- Transformadores de tipo seco

Se colocan tres sensores de temperatura como mínimo sobre la superficie de los devanados

- Transformadores sumergidos en aceite

Se colocan dos sensores de temperatura, uno en la parte superior del aceite a 50 mm de la superficie y otro en la parte inferior del aceite.

2. Medir y registrar la temperatura de los devanados y su valor promedio.

3. Colocar el cable de alta tensión en el lado de alta tensión y el cable de baja tensión (cable de medición) en el lado de baja tensión; la tierra de prueba (Guarda) y la cuba o tanque del transformador se conectan a tierra física.

4. Seleccionar la tensión de prueba: si el devanado por donde se realiza la medición posee un voltaje nominal menor a 12 kV, se inyectará voltaje hasta un valor igual o menor al voltaje nominal del devanado. Si el devanado posee un voltaje nominal por encima de 12 kV, se utiliza un voltaje de prueba de 10 kV.

5. Se prueba el transformador en los tres modos: UST, GST- Tierra y GST - Guarda.

- En el modo UST se obtiene como resultado la capacitancia entre el devanado de alta tensión y el devanado de baja tensión CHL.
- En el modo GST - Tierra se obtiene como resultado la capacitancia entre el devanado de alta tensión y el devanado de baja tensión más la capacitancia entre el devanado de alta tensión y tierra CHL + CHG.
- En el modo GST - Guarda se obtiene como resultado la capacitancia entre el devanado de alta tensión y tierra CHG.
- Registrar en RI-CE-17-1 la tensión de ensayo, la capacitancia, el factor de potencia medido y corregido, la intensidad de fuga y el %VDF.

6. Intercambiar los cables de alto y bajo voltaje (Figura 3) y repetir las pruebas.

Los resultados obtenidos son:

- En el modo UST se obtiene como resultado la capacitancia entre el devanado de baja tensión y el devanado de alta tensión CLH.
- En el modo GST - Tierra se obtiene como resultado la capacitancia entre el devanado de alta tensión y el devanado de baja tensión más la capacitancia entre el devanado de baja tensión y tierra CHL + CLG.
- En el modo GST - Guarda se obtiene como resultado la capacitancia entre el devanado de baja tensión y tierra CLG.
- Registrar la tensión de ensayo, la capacitancia, el factor de potencia medido y corregido, la intensidad de fuga, la potencia y el %VDF.

El ensayo se considera conforme si el %FD (FP) corregido a 20°C es 0,30 % para transformadores de distribución de baja tensión.

3.1.8 Respuesta en Frecuencia FRA [21-23]

Esta técnica posee grandes potencialidades relacionadas con la detección de fallas internas en el transformador que afectan la vida útil del dispositivo. Esta técnica de diagnóstico logra detectar incidencias mecánicas que no son detectables por otras acciones. El análisis de barrido de frecuencia SFRA (Figura 3.2), una técnica probada para realizar mediciones precisas y repetibles. Se emplea un dispositivo que envía una señal de excitación al transformador

midiendo las señales de respuesta, luego compara la respuesta recibida con la del valor basal y otros resultados (por ejemplo, de unidades similares) y así identifica desviaciones y confirma problemas mecánicos internos, tales como:

- Movimiento de Núcleo
- Deformación y desplazamiento del devanado
- Fallas en el núcleo
- Colapso parcial del devanado
- Estructuras de sujeción rotas y/o sueltas
- Cortocircuitos en devanados

Además, se utiliza esta técnica para:

- Verificar el estado de nuevos transformadores
- Mejorar la calidad de su programa de inspección regular
- Combatir los problemas del sistema, como fallas de cortocircuito que podrían dañar los transformadores
- Inspeccionar la presencia de daños que haya experimentado el transformador después de terremotos, estrés mecánico, rayos u otros factores ambientales.
- Eliminar costosas e innecesarias inspecciones internas

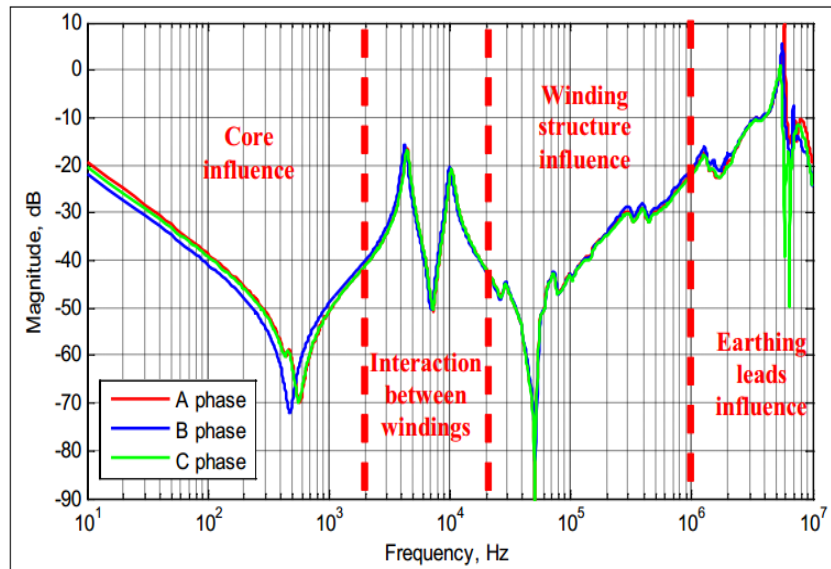


Figura 3.13. Respuesta de magnitud del barrido de frecuencia.

La prueba se lleva a cabo en un amplio espectro de frecuencias que en la mayoría de los equipos de prueba van desde los Hz hasta los MHz. En principio está basada en el registro de las señales en el dominio del tiempo mediante un osciloscopio digital de alta definición o una tarjeta de adquisición de datos y mediante el uso de una computadora que, con los software disponibles, permite transformar los registros al dominio de la frecuencia, obtener las funciones de transferencias y calcular sus módulos y argumentos.

La prueba se realiza considerando dos configuraciones para el devanado que no se está probando:

- Devanado abierto y flotando: Con esta configuración, puede apreciarse el efecto del acoplamiento mutuo entre las bobinas de AT y BT y el efecto del circuito magnético.
- Devanado en cortocircuito: Con esta configuración, los efectos del acoplamiento mutuo y del circuito magnético no son apreciables y solo será visto el efecto del propio devanado.
- El transformador debe estar desconectado del sistema por alta, baja tensión y neutro.

- La prueba debe realizarse en la derivación que tome la mayor cantidad de devanado y en diferentes derivaciones para obtener resultados con y sin secciones de derivaciones del devanado.
- Las conexiones a tierra deberán ser lo más cortas posibles y correctamente aseguradas.
- La prueba se realizará en cada una de las fases según la conexión de prueba escogida.
- Los ensayos realizados inyectando la señal por el terminal neutro de un devanado de AT en Y, y obteniendo la respuesta en otro terminal del propio devanado (Ho-H), enfatizan los efectos producidos por el interior del propio devanado de AT.
- Los ensayos realizados inyectando la señal por el terminal neutro de un devanado de BT en Y y obteniendo la respuesta en otro terminal del propio devanado (Xo-X), enfatizan los efectos producidos por el interior del propio devanado de BT.
- Los ensayos realizados inyectando la señal por un terminal de AT y obteniendo la respuesta por un terminal del devanado de BT (H-X), enfatizan también, los efectos producidos por el acoplamiento capacitivo entre AT y BT.
- Para mayor sensibilidad, los ensayos deben realizarse en cada fase por separado, siempre que se pueda (devanados en Y), dado que si, por ejemplo, la prueba se hace entre H1y H2, los dos devanados de AT que están en columnas diferentes, quedarían en serie, lo que dificulta determinar en cuál de los dos está el supuesto problema.

3.2 Consideraciones parciales del capítulo

En este capítulo se propone una estrategia de diagnóstico dirigida a mejorar a profundizar en el mantenimiento predictivo que se realiza a transformadores eléctricos tanto los de distribución como los de potencia. Se expone un camino a seguir con varios pasos a partir de un esquema, la idea trata de abarcar cada uno

CAPÍTULO III: ESTRATEGIA DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS

de los elementos y componentes del transformador que juegan un papel importante en su funcionamiento. De cada prueba analizada se brinda una propuesta de cómo realizarla y la información que brinda.

CONCLUSIONES

1. En el normal funcionamiento de los transformadores eléctricos interaccionan una gran variedad de elementos químicos físicos que tienen que mantener sus parámetros aceptables para que no existan problemas en la correcta explotación de la máquina.
2. En el análisis que se realiza de las técnicas de mantenimiento que se aplican al transformador eléctrico existen particularidades y características propias que las diferencian principalmente en sus objetivos y el momento en cual se ejecutan.
3. En la bibliografía consultada existen innumerables técnicas y métodos de diagnóstico a transformadores eléctricos que involucran todas las partes del dispositivo en dependencia de las características constructivas e importancia del elemento dentro del sistema
4. La propuesta de estrategia de diagnóstico incluida en mantenimiento predictivo enmarca un número de pruebas que analizan las partes fijas o activas del transformador junto a su aislamiento profundizando en el estado de explotación del convertidor y su vida útil.

RECOMENDACIONES

- Poner a disposición de las OBE provinciales y municipales este trabajo para profundizar en el mantenimiento oportuno de transformadores eléctricos.
- Utilizar esta propuesta como parte del estudio sobre las causas de fallas de transformadores Latinos.
- Incorporar un mayor número de técnicas avanzadas según el tipo de estudio que se quiera realizar sobre el transformador.

Referencias Bibliográficas

- [1] M. Blasques, "Mantenimiento y recálculo de transformadores de potencia," Electroenergética, Marta Abreu, 2005.
- [2] E. Martínez. (2009). *Curso Electricidad y sistemas eléctricos. República Dominicana*
Available: (<http://www.mailxmail.com/curso-electricidad-sistemas-electricos-republica-dominicana/sistemas-electroenergeticos-160>)
- [3] J. M. García, D. A. López, S. D. Drake, and O. H. Areu, "Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas " 2010
- [4] N. DGE, "Terminología en Electricidad, Parte II Equipamiento Eléctrico, Sección 10 Transformadores y Reactores de Potencia."
- [5] C. Stephen, "Maquinas eléctricas, 3ra edición," 2000.
- [6] G. V. E. Onesimo and G. E. C. Oscar, "Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite," 2010.
- [7] O. Fonseca. Ensayos al Aceite Dieléctrico... Diagnósticos esenciales en cualquier programa de Mantenimiento Eléctrico.
- [8] J. N. Forestieri and G. Bermúdez, "“GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA”," 2004.
- [9] A. H. Maldonado, "Condiciones Anormales de Operación del Transformador," p. 1, 2007.
- [10] C. Q. Sánchez, "Estudio del Fenómeno de Ferroresonancia en Transformadores," Ingeniero, Departamento de Ingeniería Electrónica, Eléctrica y Automática, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2012.
- [11] F. d. F. y. Desconectivos, "ENSAYO DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A PRODUCTOS ELECTROTÉCNICOS," 2015.
- [12] IEEE, "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," vol. C57.12.90, ed, 2006.
- [13] F. d. F. y. Desconectivos, "ENSAYO DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA A PRODUCTOS ELECTROTÉCNICOS," 2015.
- [14] UNE, "Reglas para la determinación de las incertidumbres en la medida de pérdidas en transformadores de potencia y reactancias.," ed, 2009.
- [15] F. d. F. y. Desconectivos, "ENSAYO DE MEDICIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN A TRANSFORMADORES," 2015.
- [16] J. V. López, "Evaluación de Estado de equipos de Subestación," 2012.
- [17] F. d. f. y. Desconectivos, "ENSAYO DE VACIO Y CORTOCIRCUITO A TRANSFORMADORES," 2015.
- [18] IEEE, "Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," ed, 2006.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [19] F. d. F. y. Desconectivos, "ENSAYO DE TENSIÓN INDUCIDA A PRODUCTOS ELECTROTÉCNICOS," 2015.
- [20] F. d. F. y. Desconectivos, "ENSAYO DE MEDICIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA O FACTOR DE DISIPACIÓN A PRODUCTOS ELECTROTÉCNICOS," 2015.
- [21] O. A. A. Betancourt, "Modelación de Transitorios Electromagnéticos en Transformadores Eléctricos," Departamento de Electroenergética, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, 2016.
- [22] IEC, "Power transformers – Part 18: Measurement of frequency response," ed, 2012.
- [23] F. d. J. Á. Bermúdez and S. R. D. Jiménez, "Estudio del Análisis de Respuesta en Frecuencia como Herramienta de Diagnóstico Y evaluación de Desplazamientos y Deformaciones Internas en Transformadores de Potencia," Programa de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, 2012

Anexos

Anexo # 1. Protocolo de mantenimiento parcial para transformadores de transmisión.

UR-BS 0334 A1

1. Protocolo de Mantenimiento parcial para Transformadores de Transmisión

Datos nominales del transformador

No Serie: _____ No Empresa: _____

Potencia: _____ MVA

V nom prim: _____ kV \pm %

V nom sec : _____ kV Vnom terc: _____ kV

Grupo Conex %Z

V_P - V_S _____

V_P - V_T _____

V_S - V_T _____

I.- Medición del aislamiento 15 seg 60 seg

1. Prim vs Sec (terc + masa + guarda) _____

2. Prim vs Terc (sec + masa + guarda) _____

3. Sec vs Terc (prim + masa + guarda) _____

4. Prim vs Masa (sec + terc + guarda) _____

3. Sec vs Masa (prim + terc + guarda) _____

3. Terc vs Masa (prim + sec + guarda) _____

2. II.-Medición de relación de transformación

No deriv	Fase A		Fase B		Fase C		Valor Teórico
	Ante Mtto	Desp Mtto	Ante Mtto	Desp Mtto	Ante Mtto	Desp Mtto	

ANEXOS

1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							

3. III.- Medición de resistencia ohmica al enrollado primario

No Deriv	Fase A		Fase B		Fase C	
	Antes Mtto	Desp Mtto	Antes Mtto	Desp Mtto	Antes Mtto	Desp Mtto
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						

Medición de resistencia ohmica al enrollado secundario

No Deriv	Fase A		Fase B		Fase C	
	Antes Mtto	Desp Mtto	Antes Mtto	Desp Mtto	Antes Mtto	Desp Mtto
1						
2						
3						
4						
5						
6						

Medición de resistencia ohmica al enrollado terciario

Fase A		Fase B		Fase C	
Antes Mtto	Desp Mtto	Antes Mtto	Desp Mtto	Antes Mtto	Desp Mtto

4. IV.- Medición de corriente de excitación monofásica enrollado primario

No Deriv	Fase A		Fase B		Fase C	
	Antes Mtto	Desp Mtto	Antes Mtto	Desp Mtto	Antes Mtto	Desp Mtto
1						

ANEXOS

Anexo # 2. Reporte de mantenimiento para transformadores ubicados en subestaciones.

UR-BS 0201 A1

REPORTE DE SUBESTACIONES DE 33KV EN SU MANTENIMIENTO.

1.- Subestación _____ No
Transformador No _____ Serie _____
Kva _____ Nacionalidad _____ Tipo _____ Año fab _____
Fabric _____ Grupo Conexión _____ Peso _____
Tap Dejado _____ Total de Tap _____ % Z _____

2.- Resistencia de Aislamiento
Alta y Tierra _____ Baja y Tierra _____
Alta y Baja _____ Temp _____

3.- Rigidez Dieléctrica _____
4.- Chequeo exterior del equipo
Tanque Expansión _____ Nivel _____
Buchholz _____ Filtro Silica _____
Válvula _____ Radiadores _____
Bushing alta _____ Conexiones _____
Bushing baja _____ Termómetro _____

5.- Resistencia de Tierra _____
6.- Resistencia Aislamiento Pararrayos
No R\160 (alta) No R\160 (baja)
 φA _____
 φB _____
 φC _____

7.- Equipo de Recierre
No de Emp _____ No Serie _____
No Operaciones dejado _____
Resistencia de Aislamiento φA _____ φB _____ φC _____

8.- Equipo de Medida. Observaciones _____

ANEXOS

10.- No. Equipo utilizados
Megger aislamiento _____ Megger de
tierra _____

11.- Personal que intervino en el mantenimiento

Nombre	Cargo	Nombre	Cargo
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____

12.- Tiempo de duración del Mto. _____

13.- Observaciones (Detallar Trabajos adicionales.)

Responsable del trabajo _____
Fecha _____