

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TRABAJO MONOGRÁFICO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**“PROPUESTA TÉCNICA PARA LA DISMINUCIÓN DE AVERÍAS
EN LOS TRANSFORMADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y
TRANSMISIÓN EN NICARAGUA”**

Realizado por:

Br. Erlin Josué Eugarríos Rivera

2010-33493

Tutor:

Milton Barboza, Mtr. en Ing. Eléctrica

Managua, Nicaragua Noviembre del 2020

Agradecimientos

A Dios por permitirme culminar esta etapa tan importante de la carrera y llevar a cabo este trabajo.

Al tutor, el Ingeniero Milton Barboza Huete, por insistir desde un inicio en trabajar arduamente para presentar un trabajo de calidad.

A mi familia que me ha apoyado y es de gran motivación en momentos difíciles y en general, a todas aquellas personas que de una u otra manera y de forma incondicional, aportaron un granito de arena para hacer realidad este trabajo.

**Propuesta Técnica para la Disminución de Averías en
los Transformadores de la Red de Distribución y
Trasmisión en Nicaragua**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	10
OBJETIVOS	12
JUSTIFICACIÓN	13
MARCO TEÓRICO.....	14
CAPÍTULO 1. Análisis de las Principales Causas de averías en los Transformadores de Potencia y Distribución	25
1.1 Principales Fallas de Transformadores que se Presentan en Nicaragua.....	27
1.1.1 Sobrecarga.....	27
1.1.2 Sobre Voltaje.....	30
1.1.2.1 Sobre Voltajes de Origen Atmosféricos	30
1.1.3 Fallos en el Sistema de Aislamiento (papel y aceite).....	31
1.1.4 Fallos en el OLTC	33
1.2 Otros tipos de Fallas en los Transformadores.	34
1.2.1 Falla en la Operación del Sistema de Refrigeración.	34
1.2.2 Defectos en el Conexionado de Terminales y Barras	35
1.2.3 Fallas en el Núcleo.....	35
1.2.4 Fallos en los Bushing	36
1.2.5 Fallas Mecánicas.....	37
1.2.6 Mala Aplicación de Mantenimiento y Defectos de Fábrica.....	37
CAPÍTULO 2. Métodos de Pruebas, Diagnostico y Control para el Mantenimiento de los Transformadores de Potencia y Distribución	38
2.1 Pruebas y Ensayos para el Diagnóstico de Transformadores.....	39
2.1.1 Factor de Potencia y Capacitancia del Aislamiento	41
2.1.1.1 Capacitancia y Factor de potencia en los Bushing	42
2.1.2 Resistencia de aislamiento.....	43
2.1.3 Resistencia de Devanados de CC.....	45
2.1.4 Corriente de Excitación	47
2.1.5 Relación de Transformación o TTR (Transformer Turn Ratio)	47
2.1.6 Ensayos Realizados al Aceite	48
2.1.6.1 Factor de Potencia	48
2.1.6.2 Prueba de Rigidez Dieléctrica	49

2.1.7	Contenido de Humedad (ASTM D-1533)	50
2.1.8	Análisis de la Respuesta de Frecuencia (SFRA)	51
2.1.9	Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite	52
2.1.9.1	Métodos de Análisis de la Cromatografía de Gases Disueltos.....	53
2.2	Actividades de Mantenimiento a los Transformadores.....	55
CAPÍTULO 3. Recomendaciones y Procedimientos Generales para Evitar Fallas en Transformadores de Potencia y Distribución.		63
3.1	Recomendaciones para Evitar Sobrecarga	63
3.2	Procedimientos Para Evitar Fallos en el OLTC.....	68
3.3	Procedimientos para Evitar Fallos en el Aislamiento	70
3.4	Procedimientos para Evitar Fallos por Sobre Voltaje	72
3.5	Plan de mantenimiento preventivo a transformadores de potencia y distribución 74	
3.5.1	Normas de Seguridad antes de Realizar el Mantenimiento	80
3.5.2	Recomendaciones para la Ejecución del Mantenimiento.....	80
3.5.3	Diagnóstico Y Corrección de los Principales Eventos que se Presentan Durante la Operación de los Transformadores.	83
CONCLUSIONES.....		84
RECOMENDACIONES.....		85
BIBLIOGRAFÍA		86
GLOSARIO.....		88
ANEXOS		92

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Simbología de tipos de enfriamientos.....	16
Tabla 2. Límite de calentamiento de los arrollamientos.....	17
Tabla 3. Factores de corrección en KVA para transformadores ubicados a altitudes mayores a 1000 metros.....	19
Tabla 4. Sacrificio de vida útil en transformadores en dependencia del tiempo de sobrecarga	29
Tabla 5. Límites de temperaturas máximas por tipo de sobrecarga	29
Tabla 6. Tipo de esfuerzos en el devanado durante un fallo	32
Tabla 7. Principales fallas encontradas a través de pruebas de campo	40
Tabla 8. Valores de factor de potencia según tipo de aislamiento.....	42
Tabla 9. Factor de corrección de temperatura ambiente.....	42
Tabla 10. Valores típicos de factor de potencia – disipación a las bushing.....	43
Tabla 11. Factor de corrección para temperatura para la prueba de resistencia de aislamiento	44
Tabla 12. Condición del aislamiento en función del DAR	45
Tabla 13. Interpretación de resultados de factor de potencia al aceite dieléctrico.....	49
Tabla 14 valores límites de rigidez dieléctrica en el aceite de OLTC	49
Tabla 15. Tensión de ruptura para ensayo de rigidez dieléctrica según norma ASTM D1816.....	50
Tabla 16. Tensión de ruptura norma ASTM D877 [17]	50
Tabla 17. Valoración del aceite mediante inspección visual	51
Tabla 18. Gases combustibles disueltos en el aceite dieléctrico	53
Tabla 19. Concentración límite de gas	54
Tabla 20. Modo de detección de fallas a través del método de triangulo de Duval.....	55
Tabla 21. Criterio para técnica de termografía infrarroja aplicables a puntos de conexiones de barras y líneas	56
Tabla 22. Humedad presente en sílica en función del color	59
Tabla 23 . Capacidad de carga para transformadores de sistema de enfriamiento tipo OFAF.....	63
Tabla 24. Límite de carga de los transformadores en base tamaño, carga y temperatura	64
Tabla 25. Reducción o aumento de carga en base a la temperatura ambiente.....	66
Tabla 26. Insumos y equipos necesarios para el mantenimiento.....	77
Tabla 27. Tabla de control de mantenimiento.....	79
Tabla 28. Controles antes de la puesta en servicio de transformadores de refrigeración tipo ONAN/ONAF	82
Tabla 29. Corrección de errores durante operación del transformador.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Partes de un transformador.	14
Figura 2. Sistema de refrigeración de un transformador tipo OFAF	15
Figura 3 . Sistemas de enfriamientos empleados en transformadores	17
Figura 4. Izq. Transformador con aislamiento de papel y aceite(Izq.). Transformador tipo seco encapsulado en resina epóxica (Der.)	18
Figura 5. Procedimiento de prueba para determinar la polaridad en un transformador monofasico de distribución	21
Figura 6. Conexiones de devanados en delta-estrella y de grupo vectorial DYN11 (Izq.). Desplazamiento vectorial y su disposición angular en semejanza a las agujas de un reloj (Der.)	22
Figura 7. Curva de incidencias de fallos	25
Figura 8. Diagrama de causa y efecto que se relacionan a los fallos en transformadores.	26
Figura 9. Curva de saturación o “rodilla”, debido a las características propias del núcleo.	30
Figura 10. Los esfuerzos electromecánicos originadas por la corriente de fallo provoca la deformación del devanado	32
Figura 11. Proceso de conmutación de los contactos del OLTC	33
Figura 12. Proceso de descargas superficiales en los bushing	36
Figura 13. Capacitancias existentes dentro de un transformador.....	41
Figura 14. Modos de pruebas C1 y C2 para medir la capacitancia de los bushing.....	43
Figura 15. Grafica de la medición de la resistencia de CC en los distintos taps de un transformador de potencia.....	46
Figura 16. Configuración para medición de corriente de excitación	47
Figura 17. Diagrama para medir relación de transformación en cada devanado.....	47
Figura 18. Pruebas de factor de potencia al aceite	49
Figura 19. Equipo Karl Fisher para determinar el grado de humedad	51
Figura 20. Grafico en función de la Frecuencia de prueba SFRA	52
Figura 21. Triángulo de Duval.....	55
Figura 22. Técnica de termografía infrarroja a transformadores.....	56
Figura 23. Diagrama básico de conexión de un sistema de tratamiento y desgasificación a un transformador de potencia	61
Figura 24. Comportamiento de carga de un transformador antes de entrar en sobrecarga	65
Figura. 25 Procedimeinto a seguir para evitar fallas por sobrecarga.....	67
Figura 26. Procedimiento para la ejecución de un mantenimiento al OLTC.	69
Figura 27. Flujograma para evitar fallas en el aislamiento	71
Figura 28. Diagrama de flujo de procedimientos para evitar fallas por sobrevoltaje	73
Figura 29. Equipo para la medición de factor de potencia Delta 2000 de la marca Megger.	76
Figura 30. Equipo para Análisis de la Respuesta de Frecuencia marca Onmicron,	76

Figura 31. Equipo para medición de resistencia de aislamiento marca Megger	76
Figura 32. Equipo para medir resistencias de bajo valor.....	77
Figura 33. Equipo para ensayos de rigidez dieléctrica marca Megger	77

Abreviaturas

IEC: Comisión Internacional de Electrotecnia. (*International Electrotechnical Commission*).

ASTM: Asociación Americana de Ensayos de Materiales. (*American Society of Testing Materials*).

ANSI/IEEE: Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (*American National Standards Institute*).

kVA: Kilo Voltios Amperios.

kV: Kilo Voltios.

mA: Miliamperios.

AC: Corriente alterna.

C: Capacitancia.

Hz: Frecuencia.

MΩ: Megaohmios.

OLTC: Cambiador de derivaciones bajo carga.

TGCD: Total de gases combustibles disueltos.

AGD: Análisis de gases disueltos en el aceite.

SFRA: Análisis de respuesta de frecuencia (*Sweep Frequency Response Analysis*)

NBI: Nivel básico de aislamiento por impulso por rayo.

ONAN: Aceite natural, aire natural.

ONAF: Aceite natural, aire forzado.

OFAF: Aceite forzado, aire forzado.

OFWF: Aceite forzado, agua forzada

INTRODUCCIÓN

Los transformadores forman parte del activo más importante en los sistemas de distribución, transmisión, y generación, ya que se emplean para cambiar los parámetros eléctricos de tensión y corriente con el fin de reducir las pérdidas de energía durante su transporte. En relación a los niveles de tensión, en Nicaragua los centros de distribución operan a 13.8 kV en el pacífico y a 24,9 kV en el norte del país y Rivas, para el sistema de transmisión a 69 kV, 138 kV, y el acoplamiento de este con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante autotransformadores es a 230 kV .

En la actualidad ENATREL es la entidad estatal autorizada para realizar el mantenimiento, diagnóstico y montaje de los transformadores, estimándose más de 100 transformadores de potencia se encuentran instalados en las distintas subestaciones del país. Según información actualizada hasta el año 2018, el 44% de los transformadores de las subestaciones tienen una vida útil de más de 25 años, el 9% está entre 20 y 25 años, lo que implica que las posibilidades de falla aumente debido al deterioro natural del sistema de aislamiento, además de que un transformador está diseñado para poder operar una vida promedio de 20 años, por lo que el riesgo de falla a esa edad es inminente. [1] [2] [3].

De otro punto de vista también se puede encontrar la falta de mantenimiento en el portafolio de transformadores de las empresas distribuidoras, que al fallar tienen impacto negativos hacia los usuarios que demandan el servicio. Esto muchas veces representa grandes inconvenientes administrativos debido al alto costo de adquisición, al tiempo que tardarían su envío desde su fabricación hasta su punto de emplazamiento, gastos por su instalación y en ocasiones se dificulta el montaje debido a la topología de la subestación, ya que por el tamaño de estos equipos se requiere de una mayor área para su izamiento obligando a realizar despejes de líneas de alta tensión, alquiler de grúas, etc.

Estos equipos por ser máquinas estáticas conllevan poco mantenimiento en relación a las máquinas rotativas, sin embargo la carencia de información y capacitación insuficiente al personal técnico, la falta de equipos adecuados para realizar pruebas de campo y diagnóstico, son factores que conllevan a una mala ejecución de un mantenimiento pudiendo tener graves consecuencias tanto a corto como largo plazo. A como se planteará en el desarrollo del trabajo monográfico se propone un plan de mantenimiento preventivo mediante el uso de técnicas de monitoreo de parámetros de operaciones, inspecciones periódicas, actividades de mantenimiento, herramientas de diagnóstico como análisis del aceite, el análisis cromatográfico de gases disueltos, pruebas de fábrica y campo adoptando los parámetros que establecen las normativas internacionales y requerimientos que se aplican al momento de realizar un mantenimiento. Para tal investigación se recolectó información de manuales de fábrica de los transformadores, así como entrevistas a técnicos e Ingenieros de áreas especialistas en la ejecución de mantenimiento a transformadores en Nicaragua.

En la primera parte de este trabajo investigativo se abordará teoría y generalidades de transformadores de potencia y distribución y tipos de mantenimiento, en la segunda parte se estudian y analizan los modos de fallas de estos equipos, enfocándose principalmente en las principales averías que afectan a los transformadores de la red de transmisión y distribución. En la tercera parte se abordará las pruebas de campo en toda las etapas de operación para evaluar las condiciones de los distintos componentes tales como el sistema del aislamiento líquido y sólido, parte activa y bushing también se plantea las actividades de mantenimiento que se aplican OLTC, sistema de refrigeración , bushing, equipos auxiliares, etc . Finalmente se describen las recomendaciones y procedimientos para evitar fallas, así como la implementación de un plan de mantenimiento que ayude a disminuir las fallas en estos equipos.

OBJETIVOS

Objetivo General

Proponer un plan de mantenimiento preventivo para los transformadores en servicio de la Empresa de Distribución y Transmisión de Nicaragua.

Objetivos Específicos

1. Identificar y analizar las principales causas de averías de los transformadores instalados en la red de distribución y transmisión nacional.
2. Categorizar las medidas técnicas pertinentes dirigidas a reducir el índice de fallos en los transformadores del sistema de distribución y transmisión.
3. Determinar los procedimientos de mantenimiento preventivos por tipos de aplicación que se realizan a los transformadores de las redes eléctricas del país.

JUSTIFICACIÓN

Para satisfacer la demanda de energía que es distribuida a grandes centros de consumo, las empresas encargadas del suministro de energía eléctrica se ven obligadas a ofrecer un servicio con un mínimo de interrupciones, para lograrlo es indispensable que los transformadores de distribución se encuentren en óptimas condiciones. En base a ello se recomienda la aplicación de un de mantenimiento según como se encuentre la trazabilidad de operación de los transformadores, para evitar averías que tengan como consecuencia la salida parcial o total del equipo

Por otra parte el costo de mantenimiento de un transformador depende en gran manera del tamaño, el tipo de mantenimiento y de la importancia dentro del sistema eléctrico, sin embargo estos costos solo representa una pequeña fracción en relación al costo que implicaría la sustitución del equipo y las afectaciones que podría provocar si un equipo falla [2].

Debido a que ENATREL es la única empresa encargada de brindar el servicio certificación, diagnóstico y mantenimiento a los transformadores de potencia y distribución, esto a nivel laboral limita el personal calificado y especialistas en realizar mantenimiento a estos equipos, a través del presente trabajo permitiría dar un enfoque técnico para el personal encargado del mantenimiento de estos equipos.

A nivel académico con la elaboración de este trabajo ayudará a los estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica ya que se aborda con mayor profundidad las pruebas, estándares y normativas que se aplican a estos equipos, de igual forma permitirá una mejor comprensión en el campo de aplicación en cuanto a los mantenimiento de los transformadores el cual será muy importante para el desarrollo de futuros ingenieros.

MARCO TEÓRICO.

1. Generalidades Acerca de Transformadores De Distribución Y Potencia

El transformador es un dispositivo electromagnético estático que modifica los niveles de tensión y corriente a través de la interacción de un campo magnético. Las características fundamentales de diseño de los transformadores se basan en la proyección de sus partes activas y pasivas. La primera la conforman el núcleo, devanados y cambiador de derivaciones, mientras que la segunda abarca los elementos que auxilian en la operación del equipo, un ejemplo de ello es el sistema de refrigeración, mecanismos de sujeción y dispositivos protecciones propias del equipo, en la figura 1 muestra los principales componentes de un transformador [4].

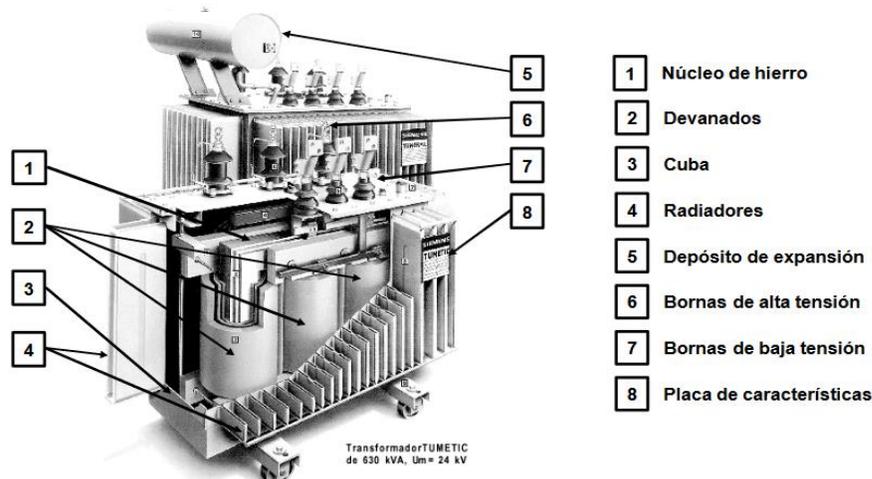


Figura 1. Partes de un transformador.

En la mayoría de los casos, los transformadores regulan la tensión secundaria mediante la ejecución del mecanismo del cambiador de derivaciones, esta acción se emplea por medio del incremento o reducción de espiras, este sistema se instala normalmente en el devanado de alta tensión, esto por tener una mayor cantidad de espiras y menor corriente. En base a lo descrito, los cambiadores se pueden clasificar en dos tipos: cambiadores bajo carga (OLTC) y cambiadores de operación sin carga, la diferencia radica que el primero opera cuando el transformador está en servicio, mientras que el segundo se manipula con el transformador desenergizado.

Uno de los componentes que ayudan al transformador ante las incidencias de fallos son los equipos auxiliares, estos se emplean principalmente en transformadores de potencia el cual sirven de protecciones propias para prevenir daños severos a los transformadores al momento de una falla, siendo los elementos más importantes los siguientes:

- a) Medidores de temperatura del devanado y el aceite.
- b) Indicadores de nivel de aceite.
- c) Relevador de sobrepresión.
- d) Relé de presión súbita.
- e) Relé de flujo
- f) Relé buchholz

2. Sistemas de Refrigeración empleados

Es importante destacar que uno de los elementos que contribuyen a disipar las pérdidas de energía en forma de calor que se presentan en el núcleo y devanado es el sistema de enfriamiento. El buen funcionamiento de este sistema evita que los devanados alcancen temperaturas a tal grado que puedan causar una excesiva degradación y acortamiento de la vida útil en el aislamiento sólido, esto toma mayor énfasis si se considera el tamaño de los equipos, que debido a ello es necesario incluir componentes que contribuyan a una mejor eficiencia de enfriamiento, para lo cual se hace necesario la adición de componentes tales como bombas, radiadores, ventiladores, de manera tal que cada transformador deberá estar dotado de un sistema de refrigeración adaptado a las necesidades de carga, potencia, y detalles constructivos del equipo.

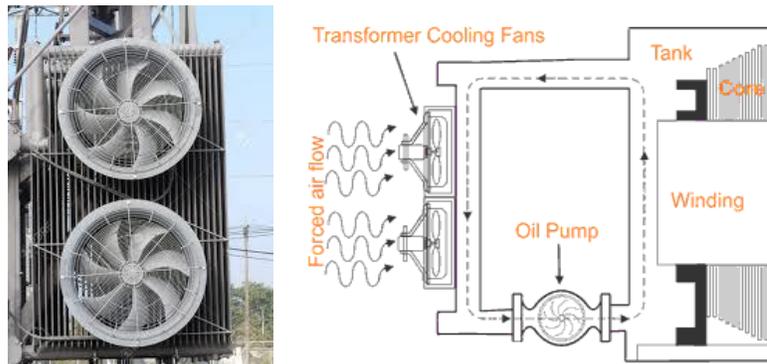


Figura 2. Sistema de refrigeración de un transformador tipo OFAF

En cuanto a la aplicación de los sistemas de enfriamiento de estos equipos, los medios de refrigeración pueden ser aplicados de forma artificial o natural, esto en dependencia de los detalles constructivos del equipo, y de las condiciones de operación. El sistema de enfriamiento de forma natural la manera en que realiza la transferencia de calor es por fenómenos naturales como la convección, conducción y radiación, mientras que el sistema de forma artificial se auxilia de elementos como bombas de aceites y ventiladores, siendo este último de mayor eficiencia, es por ello que es utilizado mayormente en transformadores de potencia.

Los tipos de refrigeración para transformadores se designan en su placa característica y se clasifican de acuerdo al agente refrigerante y a la naturaleza de la circulación de éste, la Tabla 1 indica la simbología de los tipos enfriamientos que se aplican a transformadores de potencia y distribución [5]

1. *ONAN*: Aceite y aire circulando por convección natural
2. *ONAF*: Aceite circulando por convección natural y aire forzado con ventiladores.
3. *OFAF*: Aceite circulando de manera forzada usando motobombas y aire forzado empleando ventiladores.
4. *ONWF*: Aceite y agua circulando de manera forzada usando motobombas

Tabla 1. Simbología de tipos de enfriamientos

Primera letra	Segunda letra	Tercera letra	Cuarta letra
Medio de refrigeración interna	Mecanismo de circulación para el agente refrigerante	Medio de refrigeración externo	Mecanismo de circulación para el medio de refrigeración externo
O,K,L	N,F,D	A,W	N,F

Nota: Simbologías según IEC 60076-2 [6].

Simbología:

O: Aceite mineral o líquido sintético con punto de ignición ≤ 300 °C

L: Líquido aislante sintético con punto de ignición ≥ 300 °C

N: Natural, cuando la circulación del agente no es impulsada por equipos.

F: Forzada, cuando la circulación del agente es impulsada por equipos

D: Dirigida, cuando la circulación del agente es dirigida a los devanados

A: Aire, como medio de refrigeración

W: Agua, como medio de refrigeración.

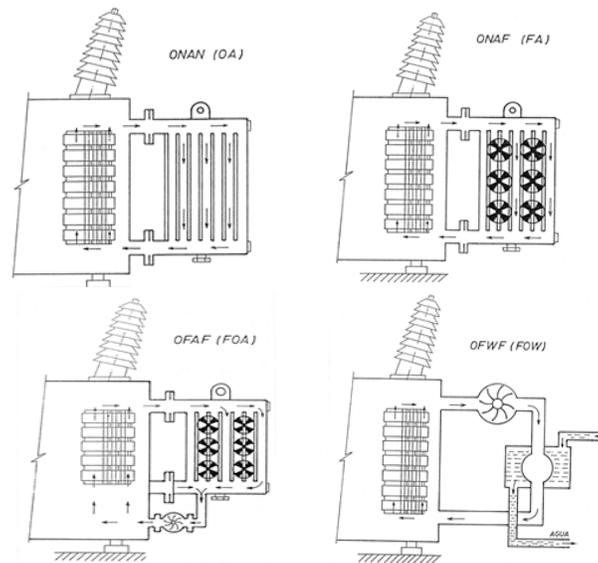


Figura 3 . Sistemas de enfriamientos empleados en transformadores

3. Sistemas de Aislamientos Usados en Transformadores

Los principales medios aislantes que se emplean en transformadores son el aceite mineral y el papel, aunque existen otros materiales para otras aplicaciones que se emplean tales como: el aire, askareles, gas SF₆, resina epoxi, etc, este último por su tolerancia a altas temperaturas se utiliza en aislamiento de transformadores tipos secos. En relación a estos tipos de material es importante considerar la estabilidad térmica, partiendo del punto de no someterlos a altas temperaturas que sobrepasen los límites que establecen los fabricantes, es por ello que se designan por clase de aislamiento el cual dan una referencia de la temperatura máxima al cual se puede someter el transformador, tal a como se muestra en la tabla 2, el cual describe los tipos de aislamientos usados en transformadores de aislamiento tipo seco [7].

Tabla 2. Límite de calentamiento de los arrollamientos

Tipo de aislamiento	Temperatura máxima
CLASE Y	90 C°
CLASE A	105 C°
CLASE B	130 C°
CLASE F	150 C°
CLASE H	180 C°

Nota: Valores referidos a transformadores secos según IEC 60076-11 [7]

Debido a que los transformadores operan con tensiones elevadas, y que la distancia entre las bobinas de baja tensión y alta tensión son relativamente cortas, es necesario la aplicación de un material con características aislantes y refrigerantes para ello, la combinación de aceite y papel es una de las más usadas en el diseños de estos equipos ya que en conjunto su rigidez dieléctrica es mayor que cualquier de los materiales mencionados, en Nicaragua la mayoría de transformadores cuentan con este tipo de sistema de aislamiento, sin embargo como el aceite dieléctrico es un material inflamable por lo que el uso de este tipo se restringen en ciertos lugares , obligando a emplear transformadores de aislamiento tipo seco. En la figura 4 se puede apreciar los aislamientos antes mencionados [8] [6].



Figura 4. Izq. Transformador con aislamiento de papel y aceite(Izq.). Transformador tipo seco encapsulado en resina epóxica (Der.)

El uso de aceite en los transformadores se utiliza principalmente por las siguientes razones:

- a) Actúa como un material aislante.
- b) Debido a su baja viscosidad, provee transferencia de calor el cual sirve como medio refrigerante.
- c) Se usa como herramienta de diagnóstico, tal es el caso de la cromatografía de gases disueltos o análisis de gases disueltos.
- d) Protege al aislamiento sólido y actúa como barrera entre el papel y los efectos dañinos del oxígeno y la humedad [9] [6].

Por su parte el papel, cuya principal función es la de aislar espiras, devanados, y las otras partes del equipo, en condiciones de operación se ve afectado por la temperatura reduciendo su vida útil. Sin embargo existen varios materiales celulósicos, el cual tienen una mayor resistencia a la temperatura como por ejemplo, papel crepé, papel altamente extensible, papel térmicamente mejorado o papel prensado su deterioro es lento en escenarios normales de operación [10].

4. Condiciones Necesarias para la Operación de Transformadores

Los transformadores deben operar bajo una serie de parámetros que garantice su buen funcionamiento y operación, se mencionan los más importantes [5] [8] :

- a) Voltaje de alimentación; cuya forma de onda sea aproximadamente sinusoidal, simétrica y balanceado.
- b) Corriente de carga aproximadamente sinusoidal.
- c) Operación de forma continua sin exceder los límites de temperatura previstos de aceites y devanado según el fabricante.
- d) En condiciones de plena carga, debe soportar hasta 105% del voltaje de alimentación sin causar sobreexcitación del núcleo.
- e) Preferiblemente con un factor de potencia mayor a 0.80 en atraso.
- f) Frecuencia de operación ± 5 % de la nominal.
- g) En operación sin carga, este debe ser capaz de operar, sin sufrir daño en cualquier tap con un 10 % por encima del voltaje primario nominal.

Las condiciones ambientales como la altura de operación sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente en las que opera un transformador puede afectar la potencia que pueda entregar, es decir, que la capacidad nominal se puede ver reducida, ya que la eficiencia del sistema de refrigeración se ve reducida por la disminución de la densidad del aire para la disipación calor en la cuba y radiadores.

Los transformadores pueden funcionar a altitudes superiores a 3300 pies (1000 m), bajo la restricción de no exceder los límites de temperatura ambiente, en caso contrario la capacidad nominal del transformador se tendrá que reducir por debajo de la clasificación en los porcentajes descritos en la Tabla 3, es por ello que en los diseños de estos equipos se basan en una temperatura ambiente promediada de 24 horas a 30 °C. Siempre que el ambiente real pueda ser medido, se deben promediarse durante 24 h, y luego usarse para determinar la temperatura del transformador y capacidad de carga. [3] [7].

Tabla 3. Factores de corrección en KVA para transformadores ubicados a altitudes mayores a 1000 metros.

Tipo de enfriamiento	Factor de reducción por cada 100 metros
ONAN	0.4
ONWF	0.0
ONAF	0.5
OFAF	0.5

Para los transformadores secos la norma internacional IEC 60076-11 indica que si estos fueron diseñados para funcionar en altitudes superiores, los límites de calentamiento establecidos en la Tabla 2 deben reducirse por cada 500 metros de la altitud prevista de funcionamiento supere los 1000 metros en 2.5% para transformadores tipo ONAN y en 5% para ONAF. Sin embargo una corrección inversa correspondiente puede aplicarse en casos que los ensayos de fábrica del equipo se realicen a una altitud superior a 1000 m y la altitud del lugar de instalación es inferior a 1000 metros sobre el nivel del mar [7]

5. Operación en Paralelo

Bajo estas circunstancias, para que estos equipos puedan operar sin sufrir averías o daños irreversibles, deben cumplir con los siguientes parámetros [11] [12] :

- a) Porcentaje de impedancia de cortocircuito (véase Anexo A) idéntica tanto en modulo y fase
- b) Tensiones nominales primarias y secundarias de iguales valores, por consiguiente misma relación de transformación.
- c) Potencias nominales equivalentes.
- d) Idénticas polaridad.

En la práctica todos los parámetros mencionados son difíciles de cumplir, sin embargo hay que considerar hasta qué punto estas condiciones son aceptables, de lo contrario implicaría un alto riesgo de falla o de sobrecarga al transformador.

Si la impedancia de cortocircuito de los transformadores no son iguales, esto afectaría la distribución de carga de los equipos conectados en paralelo, la corriente de carga total se va a distribuir entre los transformadores en proporción inversa a sus impedancias, por lo que el transformador que tiene el menor valor utilizará un porcentaje más elevado de su potencia asignada, de manera opuesta ocurriría en los equipos de mayor impedancia, aunque según la Norma IEC 60076-1 esta variación es aceptable bajo la condición de que ningún de los transformadores supere el valor de corriente nominal y que las diferencias entre las impedancias no varíen en no más del 10% [12].

En base a lo anterior se recomienda que el equipo de menor potencia tenga la mayor impedancia, y que la potencia de salida de cada transformador no debe diferir en un rango 1:3. Cabe mencionar que si las impedancias son de igual valor, pero los transformadores de capacidades diferentes, la potencia máxima que entregaría de manera individual cada equipo estaría limitada por la carga nominal del transformador de menor potencia nominal [11].

La ecuación (1) indica la potencia de salida que aporta cada transformador S_{out} en funcionamiento, si las impedancias de cortocircuitos y potencias nominales de transformadores que componen el grupo no son iguales, así mismo la potencia que entrega el banco de transformadores en funcionamiento bajo las condiciones descritas, se define mediante la ecuación (2). En el Anexo C se muestra un ejemplo [13].

$$S_{out} = \frac{\%Z_{min}}{\%Z_N} S_N \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde;

S_N : Potencia nominal del transformador.

$\%Z_{min}$: Valor mínimo de impedancia de uno de los transformadores del grupo.

$\%Z_N$: Valor de impedancia del transformador

$$S_{max} = \frac{\%Z_{min}}{\%Z_1} S_1 + \frac{\%Z_{min}}{\%Z_{n2}} S_2 + \dots + \frac{\%Z_{min}}{\%Z_n} S_n \quad \text{Ec. (2)}$$

Otra de las condiciones que se toma en cuenta es la de idéntica relación de transformación, si estas no son similares, se producirá una circulación de corriente entre los devanados aun cuando el equipo esté operando sin carga. No obstante se puede conectar equipos de diferentes relaciones de transformación, siempre que la diferencia entre los equipos no sea más del 0.5% el cual se puede corroborar a través de Ec 4, donde (Δa) es la diferencial de relación de transformación y a_1 a_2 , las relaciones correspondientes a cada transformador [13].

$$\Delta a = \frac{a_1 - a_2}{a_2} * 100 \quad \text{Ec. (3)}$$

6. Polaridad y Desplazamiento Angular (Grupo Vectorial) de Transformadores

La polaridad y el desplazamiento angular de toman importancia en las conexiones en los centros de transformación, ya sean grupos trifásicos, en paralelo y conexiones de bancos con transformadores monofásicos, se deben conectar con la misma polaridad, y si se van a conectar grupos de transformadoras trifásicos tener en cuenta que tengan el mismo desplazamiento angular, de lo contrario el equipo podría sufrir graves daños, en la figura 5 se muestra un diagrama simple para conocer el tipo de polaridad en transformadores monofásicos a través de un procedimiento sencillo. [14]

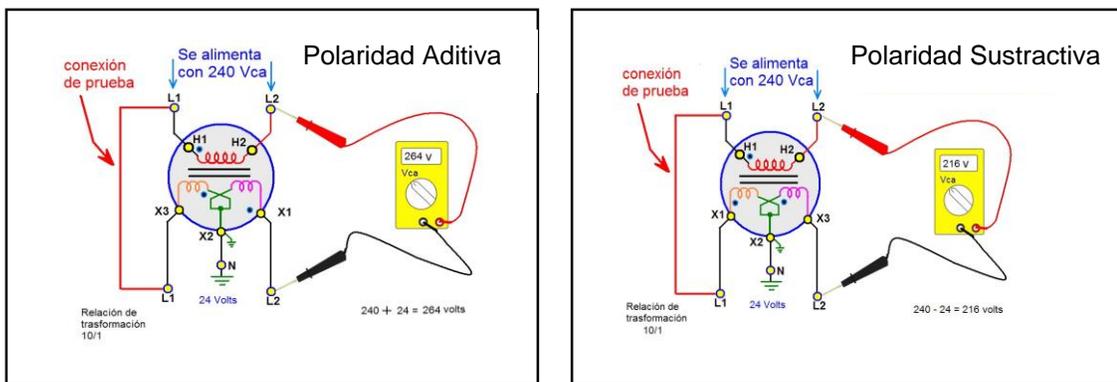


Figura 5. Procedimiento de prueba para determinar la polaridad en un transformador monofásico de distribución

El desplazamiento angular se entiende como el desfase entre la tensión de los devanados primarios y su correspondiente tensión secundaria, por ejemplo, entre los terminales A y B del devanado primario y los terminales a y b del devanado secundario (de la misma columna). Las tensiones de línea en los transformadores trifásicos, pueden estar desviadas un ángulo múltiplo de 30° , por lo que aprovechando su similitud con la disposición de las horas en un reloj (5 min equivale a 30°), la Figura 6 se puede observar el esquema de un grupo de conexión de bobinas de grupo de conexión DYn-11, esto significa que el devanado primario está conectado en delta (D) y el secundario en estrella (Y) con neutro accesible (n) y un desplazamiento angular de 330 grados (11 en la aguja minuteru del reloj).

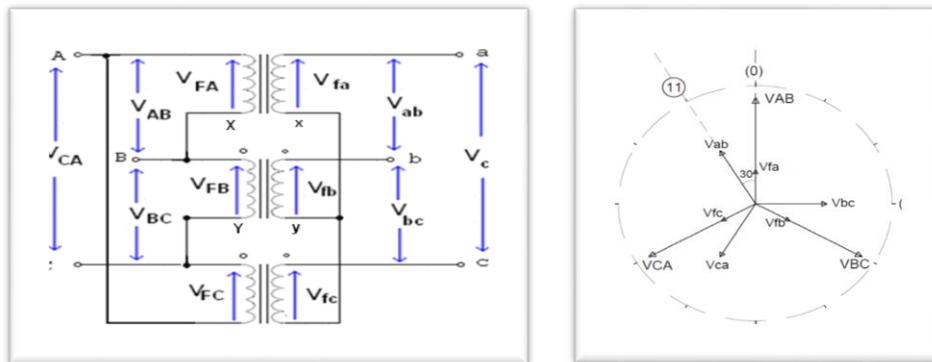


Figura 6. Conexiones de devanados en delta-estrella y de grupo vectorial DYn-11 (Izq.). Desplazamiento vectorial y su disposición angular en semejanza a las agujas de un reloj (Der.)

7. Factores que Afectan el Sistema de Aislamiento de los Transformadores.

La humedad, temperatura y agentes contaminantes son los principales factores que degradan y acortan la vida útil del papel y aceite. La humedad en los transformadores con aislamiento de aceite y papel tiene como resultado el envejecimiento y reducción en la rigidez dieléctrica, además en combinación con el oxígeno y la temperatura acelera la oxidación del aceite dieléctrico disminuyendo notablemente las propiedades físicas y químicas. El transformador puede absorber y retener humedad en el papel proveniente de la atmosfera debido a las variaciones de volumen del aceite debido a la carga, aunque la mayoría de transformadores de potencia están equipados con sistemas deshidratadores, este no es totalmente eficiente. Asimismo el exceso de humedad en el aceite puede estar presente en forma disuelta, de emulsión agua-aceite y en estado libre, precipitado en el fondo del tanque del transformador.

El grado de temperatura dentro de un transformador es uno de los factores que más favorece al deterioro del aislamiento sólido, la celulosa del papel es termodinámicamente inestable, es decir que siempre está en descomposición en presencia de calor, sin embargo, en la operación normal de un transformador este proceso es lento, es por ello que la elevación de temperatura tanto en los devanados y en el aceite debe permanecer en márgenes aceptables. Un aumento de la temperatura está relacionada a factores como el grado de cargabilidad, temperatura ambiente, estado del sistema de refrigeración, etc.

Por otra parte el aceite sufre una serie de reacciones químicas, estas producen partículas que no se disuelven en el aceite y que se precipitan en el núcleo y bobinados, produciendo sedimentos (lodos), estos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, sin embargo los depósitos que se forman sobre los devanados impiden que la transferencia de calor sea ineficiente [8] [15].

Es importante destacar que el aislamiento también se ve sometidos a agentes contaminantes en el que el equipo puede absorber del ambiente a través de su sistema de respiración sílica gel cuando del transformador está en servicio. Estos contaminantes provocan la disminución de la rigidez dieléctrica del aceite y la celulosa dando origen a descargas parciales. Los aceites dieléctricos, por estar constituidos de hidrocarburos, se someten a un proceso de descomposición y deterioro debido a la acción del oxígeno proveniente del ambiente o partículas extrañas que absorbe el transformador, y que en combinación con altas temperaturas tienen como principal efecto la oxidación, este proceso se acelera por el aumento de la temperatura y por el contacto con metales tales como el Cobre, el Hierro, etc [16]

En el caso del papel, la estabilidad mecánica se puede ver afectada, y va a depender del tipo de material celulósico, tiempo de vida de este, y de las condiciones en las que es sometido, todo ello pueden con llevar principalmente a afectar sus propiedades mecánicas y a una disminución en el grado de polimerización de la celulosa. El fin de la vida útil se produce cuando el grado de polimerización ha descendido hasta un valor tal que el papel puede quebrarse, en papeles nuevos está en orden de unos 1200, después de pasar por el proceso de secado en la fábrica se reduce a 800-1000, un valor límite está en un rango de 200 a 250, a este valor o menos las propiedades mecánica del papel se encuentran colapsadas. Cabe mencionar aunque la celulosa mantenga su rigidez dieléctrica en valores aceptables, un valor bajo en el grado de polimerización puede provocar grandes fallos como descargas parciales o cortocircuitos por el agrietamiento del papel provocando una trayectoria libre para provocar arcos eléctricos [17].

8. Principales Tipos de Mantenimientos

Aunque existen diversos tipos de mantenimiento a los transformadores, el mantenimiento preventivo toma más énfasis ya que este identifica señales tempranas de un defecto para minimizar el riesgo de averías y reducir la necesidad de realizar reparaciones. Aunque poco aplicables, los mantenimientos correctivos y predictivos se definen a continuación.

- **El Mantenimiento Correctivo**

Se realiza cuando se produce un daño inminente a alguna parte o componente del equipo. El mantenimiento correctivo se lleva a cabo inmediatamente después de que se haya detectado un defecto en un equipo o en una línea de producción: su objetivo es hacer que el equipo vuelva a funcionar normalmente, para que pueda realizar su función asignada con la mayor celeridad posible. El mantenimiento correctivo puede planificarse o no, dependiendo de si se ha creado o no un plan de mantenimiento.

- **Mantenimiento Predictivo**

Se basa en detectar una falla antes de que suceda, para tal efecto es indispensable contar instrumentos de diagnósticos que analicen las condiciones del equipo durante su operación. En este tipo de mantenimiento se utilizan técnicas predictivas que consisten básicamente en llevar un análisis cuidadoso de las inspecciones y los datos de las pruebas a cada equipo en particular, de esta forma se alarga la vida útil del elemento, se permite el seguimiento y la evolución de una falla [18].

- **El Mantenimiento Preventivo**

Este mantenimiento también es denominado “mantenimiento planificado”, siendo este planes muy completos debido a que en estos se detallan todos los materiales, las herramientas y los repuestos a emplearse en dicho mantenimiento, también se tiene el detalle del personal técnico y el personal a cargo de la reparación y se efectúa bajo condiciones controladas. Se realiza con base a la experiencia y pericia del personal a cargo, el cual es el encargado de determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos. Presenta las siguientes características [18]:

- a) Cuenta con una fecha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido y aprobado por la directiva de la empresa.
- b) Está destinado a un área en particular y a ciertos equipos específicamente. Aunque también se puede llevar a cabo un mantenimiento generalizado de todos los componentes.
- c) Permite a la empresa contar con un historial de todos los equipos, además brinda la posibilidad de actualizar la información técnica de los equipos.
- d) Lleva un monitoreo y control permanente de las condiciones en las que opera el equipo.

En forma general un plan de mantenimiento es un conjunto de técnicas y procedimientos que se ejecutan de manera programada a un equipo, de tal manera que permita conservar los equipos e instalaciones en servicio durante el mayor tiempo posible y con el máximo rendimiento, buscando así minimizar los costos de operación de los equipos que se ven involucrados directamente en un proceso de producción. Uno de los primeros pasos a realizar y aspectos más importantes a tener en cuenta en la elaboración de un plan de mantenimiento, es tener claramente definidos los objetivos que se pretenden alcanzar con la implementación del mismo

CAPÍTULO 1. Análisis de las Principales Causas de averías en los Transformadores de Potencia y Distribución

Las incidencias de fallos en los transformadores empieza al inicio de su vida útil, (posteriormente a ser instalado) el equipo pasa por un período de mortalidad infantil donde aumentan sus posibilidades de falla, luego en el transcurso de su vida y en condiciones normales de operación el riesgo de falla se reducen significativamente, no obstante a medida que el equipo se acerca a su periodo de envejecimiento, el riesgo es mayor ya que el conjunto de aislamiento ha perdido sus propiedades, esto se puede observar en la figura 7, es por ello que la edad en un transformador es un factor importante cuando se evalúan el riesgo de fallo [19] [16].

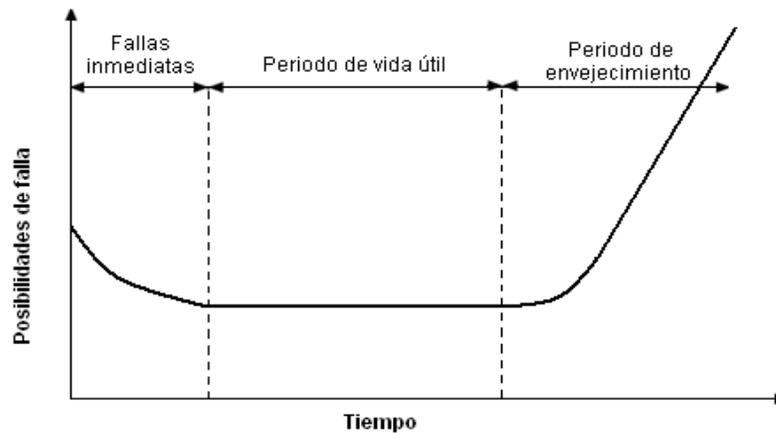


Figura 7. Curva de incidencias de fallos

Los fallos en los transformadores ocurren por diversos factores y se pueden originar en el interior o exterior de la máquina. Los fallos internos que se producen normalmente están relacionados con una pérdida de vida del aislamiento o con un mal diseño del transformador, incluso en el momento de armado en el sitio de emplazamiento, en cambio los fallos externos corresponden a causas ajenas a la condición normal de operación, tales como cortocircuitos externos, sobretensiones originada por descargas atmosféricas, anomalías en parámetros de la red tales como tensión y frecuencia, agentes contaminantes, humedad, etc.

Aunque existes muchos tipos de fallas, se pueden clasificar según su origen, el cual pueden ser de origen térmico y mecánico que según su localización se pueden clasificar en: fallos dieléctricos, en el OLTC y en el aislamiento. El siguiente diagrama se describen los principales tipos de fallas en base a su origen y ubicación, del mismo modo se muestran las consecuencias que puedan presentarse tanto en los transformadores de distribución y de potencia mostrado a través de un diagrama causa-efecto.

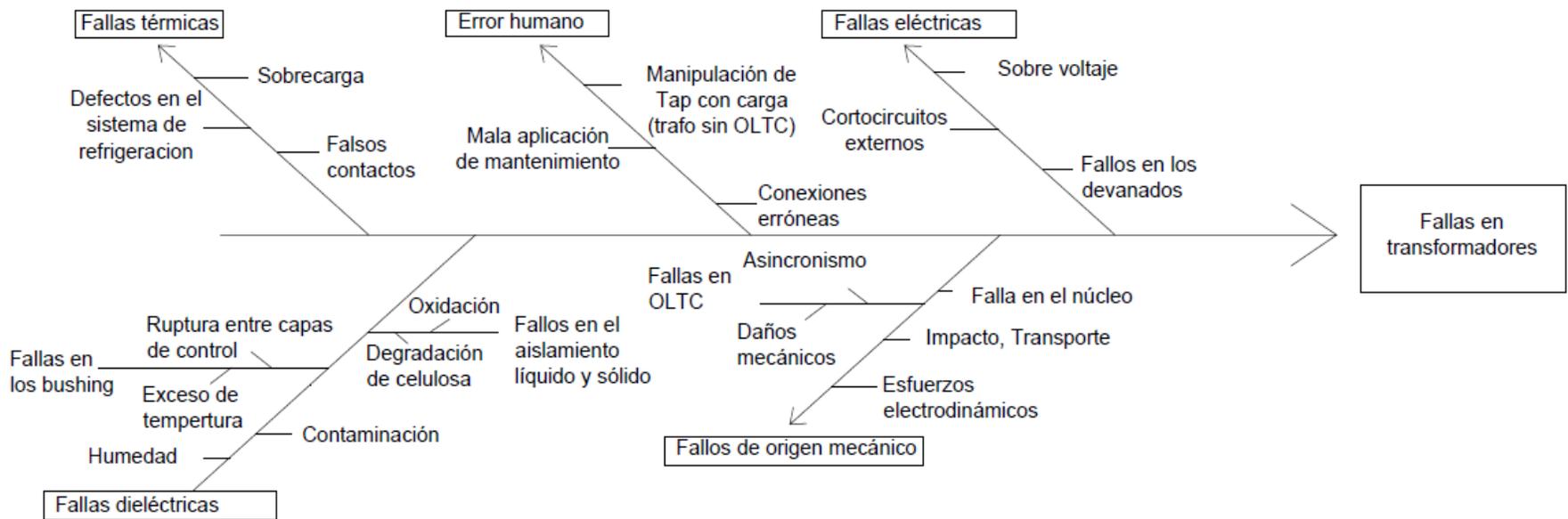


Figura 8. Diagrama de causa y efecto que se relacionan a los fallos en transformadores.

1.1 Principales Fallas de Transformadores que se Presentan en Nicaragua

En Nicaragua los transformadores de potencia y distribución se ven involucrados en distintos tipos de averías. En cuanto a los transformadores de distribución, principalmente en los de tipo poste, eventos como sobrecargas y sobre voltajes de origen atmosféricos afectan su funcionamiento llevando a tal punto de la sustitución del equipo. En este sentido las empresas encargadas del mantenimiento no plantean medidas para evitar este tipo de fallas, si no es hasta que el equipo falla se presenta cuadrillas únicamente a reemplazar el equipo, estos problemas se ven más acentuados en servicios de vivienda, mercados etc, donde por falta de monitoreo los equipos se cargan más allá de su capacidad nominal por muchas horas e incluso días. Por otra parte en los transformadores potencia se pueden presentar muchas fallas que se desarrollan dentro del equipo y en el momento no se manifiesta como una afectación grave al equipo, sin embargo el desarrollo de las fallas incipientes es un tema de preocupación ya que si no se detectan a tiempo estas fallas pueden presentarse un daño irreversible.

En ambos casos las principales fallas que afectan a los transformadores de la red de transmisión y distribución son:

1.1.1 Sobrecarga

El riesgo de sobrecarga es inminente para cualquier transformador, la corriente de carga se disipa en los devanados en forma de calor por efecto joule, lo que significa que a medida que la carga aumenta, de la misma manera lo hace la temperatura dentro del transformador. Sobrecargar un transformador puede repercutir en la vida útil del mismo ya que la celulosa del papel pierde sus propiedades rápidamente por estrés mecánico y térmico. Los efectos más notables que se muestran en estos equipos al someterlos a sobrecarga se señalan a continuación [19]:

- a) Aumento brusco de la temperatura en los arrollamientos y en el aceite [20].
- b) Formación de gases a partir del aislamiento de bobinados calentados por las elevadas corrientes de carga que pueden poner en peligro integridad dieléctrica del aceite y papel [3].
- c) Aumento de la humedad y el contenido de gas en el aceite debido al incremento de la temperatura, ya que la capacidad del papel de retener agua disminuye con la temperatura [20].
- d) Reducción de la resistencia mecánica en el conductor y la estructura que soportan las bobinas, estos efectos son motivo de gran preocupación durante los períodos de sobre corriente transitoria (falla total) cuando las fuerzas mecánicas alcanzan sus niveles más altos [3].
- e) Expansión térmica de conductores, materiales aislantes o piezas estructurales a altas temperaturas puede provocar deformaciones permanentes que podrían contribuir a fallas mecánicas o dieléctricas.
- f) Pérdidas de las propiedades de la empaquetadura.
- g) Incremento de factor de potencia en el aceite aislante.

- h) Aumento de presión interna de la cuba.
- i) Degradación de la celulosa del papel y deterioro de las capas capacitivas en los bushing.
- j) Formación de burbujas gaseosa en los puntos más calientes gas que disminuyen significativamente la rigidez dieléctrica, pudiendo provocar arqueo a lo interno del equipo.

Los equipos auxiliares internos del transformador, como reactores y transformadores de corriente, también pueden ser sujeto a algunos de los riesgos identificados anteriormente [3].

Por otra parte cuando la temperatura del aceite en la parte superior del transformador excede los 105 ° C según IEEE Std C57.12.00, existe la posibilidad de que la expansión del aceite dieléctrico sea mayor que la capacidad de retención del tanque originando el aumento de presión que hace que el dispositivo sobre presión opere y expulse el aceite, esta pérdida de aceite también puede crear problemas, ya que este al enfriarse provoca la disminución en el volumen de aceite exponiendo las parte activa (devanados y núcleos) y reduciendo la resistencia del aislamiento pudiendo provocar un fallo [5] .

En cuanto a los transformadores de distribución, estos pueden funcionar por encima de los 110 °C de temperatura durante períodos cortos, esto se debe al hecho que el envejecimiento del papel por efectos térmicos es un proceso acumulativo, sin embargo se debe considerar el sacrificio de vida remanente del transformador al sobrecargarlo, ya que cuanto más alta temperatura opere sobre sus límites, el tiempo de vida del equipo se vería reducida [3].

La IEEE muestra las expectativas de la vida útil de un transformador basado en una vida útil de 20 años en función de la temperatura de operación en el devanado y del tiempo el cual el transformador se somete en sobrecarga, no obstante debe considerarse que debido al retraso térmico en la temperatura del aceite, se requiere tiempo para que un transformador alcance una temperatura estable para cualquier cambio en la carga. La Tabla 4 describe una aproximación de la perdida de la vida de un transformador para sobrecargas basados en la temperatura del aceite y para una sobrecarga máxima de 24 horas [3] .

Tabla 4. Sacrificio de vida útil en transformadores en dependencia del tiempo de sobrecarga

Tiempo (horas)	Perdida de vida en %						
	0.05	0.10	0.25	0.5	1.0	2.0	3.0
1/2	171	180	193	*204			
1	161	171	183	193	*204		
2	153	161	174	183	193	*204	
4	144	153	164	174	183	193	*204
8	136	144	155	164	174	183	193
16	128	136	147	155	164	174	183
24	124	131	142	150	159	168	178

Expectativa para una esperanza de vida de 180 000 horas o 20.54 años

* Máxima temperatura permisible es de 200 °C

Para proporcionar orientación sobre el riesgo asociado a la temperatura de funcionamiento, la guía de carga para transformadores de la IEEE Std C57.91 establece cuatro tipos de carga para distintos para cada régimen de trabajo, estos son [3]:

- a) Ciclo de carga normal
- b) Carga Planificada por encima de las especificaciones de placa.
- c) Carga de emergencia de largo tiempo.
- d) Carga de emergencia de corto tiempo.

En base a lo anterior se definen los límites máximos de temperatura, en relación a diferentes tipos de cargas sacrificando un porcentaje de vida del aislamiento: La Tabla 5 plantea las temperaturas máximas que puede operar un transformador como el caso de sobrecargar el equipo bajo circunstancias de emergencias [3].

Tabla 5. Límites de temperaturas máximas por tipo de sobrecarga

	Ciclo de carga normal	Tipo de sobrecarga		
		programada	Emergencia de larga duración	Emergencia de corta duración
Temperatura del aceite en la parte superior	105	110	110	110
Temperatura más caliente en el conductor	*120	130	140	**180
Temperatura en los puntos más calientes de otras partes metálicas	140	150	160	200

Límites de temperatura según el tipo de carga, sugerido por la guía de carga IEEE std C57.91

* 100 C sobre una operación continua de 24 horas

**La formación de burbujas puede producir un riesgo potencial para la rigidez dieléctrica del transformador.

1.1.2 Sobre Voltaje

Un transformador al operar con un voltaje superior al de diseño puede sufrir efectos como vibraciones y recalentamiento excesivo, incluso cuando el equipo opere sin carga. Este comportamiento es provocado por un fenómeno llamado excitación del núcleo, el cual es característico de los materiales ferromagnéticos al saturarse el núcleo y puede ser provocado por las siguientes razones:

- a) Si el devanado primario es excitado con una tensión superior a la que el transformador fue diseñado, por lo general por encima del 10 %.
- b) Alimentación de tensiones menores a la nominal pero con bajas frecuencias.
- c) Mal diseño en la fabricación del equipo.
- d) Picos de voltajes sostenidos en la red de alimentación del equipo.
- e) Sobre voltaje por efectos capacitivos en líneas de transmisión de largas distancias, aunque para compensar dicho fenómeno se instalan reactores como una carga inductiva, la fallas de estos puede conllevar al equipo a experimentar voltajes superiores al nominal.

La Figura 9, señala una curva típica de magnetización del núcleo por efectos de una sobretensión por encima al valor nominal el cual produce la saturación del material ferromagnético a como se puede mostrar, después de cierto valor de tensión, la densidad de flujo y la corriente de excitación no se comportan de manera lineal, y llegan a un punto (punto de rodilla) donde provoca un aumento excesivo de la corriente de excitación al transformador [8].

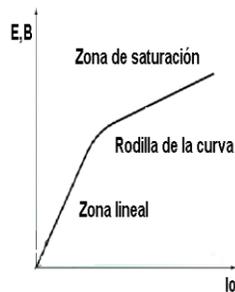


Figura 9. Curva de saturación o “rodilla”, debido a las características propias del núcleo.

1.1.2.1 Sobre Voltajes de Origen Atmosféricos

Las descargas atmosféricas ocasionan tensiones transitorias que exceden el valor nominal de tensión de operación. Aunque los transformadores son sometidos a ensayos de fábrica tales como la prueba de tensión por impulso de maniobra o por rayo NBI, para soportar descargas por sobretensión, en esta prueba el aislamiento sólido es prácticamente nuevo para resistir esta prueba, sin embargo los transformadores que han estado en servicio durante más tiempo existe una mayor probabilidad de fallo, ya que la degradación del papel se va afectada por el envejecimiento natural y las condiciones de operación, a esto se le agrega que muchas veces las sobretensiones de origen atmosféricos pueden alcanzar valores elevados en cuanto a la amplitud y forma en relación a las tensiones de ensayo que le realizan en pruebas de fábrica.

La norma IEEE std C57-12 establece los valores de NBI para los fabricantes de transformadores en base de la tensión máxima de trabajo, el cual se demuestra en la Anexo B. No obstante estos valores descienden con el transcurso del tiempo en los transformadores en dependencia de las condiciones a las cuales se somete el aislamiento [21].

Para descargar las corrientes originadas por sobretensiones de origen atmosféricos por lo general se instalan pararrayos en los transformadores, drenando la corriente a tierra, sin embargo los falsos contactos en las conexiones de estos dispositivos pueden originar un aumento de la resistencia de manera que la descarga no se pueda drenar libremente.

1.1.3 Fallos en el Sistema de Aislamiento (papel y aceite)

La reducción de la rigidez dieléctrica normalmente esta asociada a la presencia de humedad, aunque cierto grado es tolerable en el aislamiento, un incremento de humedad en el papel y aceite puede tener consecuencias graves en el equipo. Las principales razones por el cual el transformador absorbe humedad son las siguientes:

- a) Exposición el aislamiento al ambiente por procesos de fabricación, transporte y montaje, la cantidad de humedad que ingrese al transformador está en dependencia del tiempo de exposición, temperatura y humedad del ambiente.
- b) Durante su operación el ingreso de humedad puede ingresar si existe alguna fuga en las empaquetaduras o sellos defectuosos
- c) Falta de mantenimiento al sistema de respiración sílica gel.
- d) Fisuras en las aristas del bushing.

La contaminación del papel-aceite por partículas polares tienen afectación en la rigidez dieléctrica del aceite, ya que estos factores provoca que la barrera dieléctrica que aísla los devanados se debilite y se rompa debido a la ionización y consecuentemente provoque fallos en los devanados, o entre espiras, estas inician como descargas parciales que a través del tiempo se puede convertir en una falla de gran intensidad.

Por otra parte, en los depósitos de conmutación de los OLTC usados en transformadores, en la mayoría de casos utilizan aceite dieléctrico para aminorar la intensidad del arco eléctrico producto de las conmutaciones, el cual puede formar depósitos de carbón que pueda contaminar el aceite que se traduce en una disminución de la rigidez dieléctrica y deterioro del aceite.

- **Cortocircuitos Internos y Externos**

Las afectaciones en el sistema de aislamiento conllevan a fallos dentro del transformador, manifestándose principalmente fallos entre espiras, entre devanados o fallos de devanado a tierra (cuba o núcleo), en este tipo de fallos da como resultado que el devanado sufra deformaciones mecánicas. Al momento de una falla los devanados de ven expuestos a esfuerzos eléctricos y electromecánicos el cual pueden experimentar una fuerza de tipo radial, de repulsión o de compresión, en función del tipo y ubicación de falla. En la tabla 6 se puede observar los tipos de fallos, daños la dirección y el tipo de fuerzas que experimentan los devanados al momento de un cortocircuito

Tabla 6. Tipo de esfuerzos en el devanado durante un fallo

Tipo de falla	Dirección de la fuerza del devanado	Daños provocados al devanado
Tensión radial	Radialmente hacia fuera	-Alargamiento y deformación moderada de conductores. -Desgarramiento o separación entre conductores
Compresión radial	Hacia dentro	-Deflexión del conductor -Falla mecánica del devanado cilíndrico
Compresión axial	Fuerzas dirigidas en dirección opuestas	-Aplastamiento del devanado
Expansión axial	Fuerzas dirigidas axialmente hacia las placas	-Fractura de los tornillos -Separación, inclinación de conductores.

Los daños que se puede provocar al devanado al momento de una falla dependerá de la magnitud y dirección de corriente que circula (corriente de fallo) por el devanado, tipo del bobinado y núcleo, rigidez del sistema de sujeción, espesor y calidad de aislamiento, es por ello que algunos transformadores pueden tolerar menos daños al momento de un cortocircuito. La Figura 10 presenta el fallo de un devanado, el cual se observa la deformación de la misma por efecto de fuerzas electromecánicas.



Figura 10. Los esfuerzos electromecánicos originadas por la corriente de fallo provoca la deformación del devanado

1.1.4 Fallos en el OLTC

En cuanto al mecanismo de OLTC la mayor parte de fallas se presentan principalmente en los transformadores de potencia, las fallas pueden ser ocasionadas por asincronismo del sistema mecánico, daño en el motor de arrastre del mecanismo, pérdidas de la rigidez dieléctrica del aceite, fallas en el sistema de control, así como desgastes naturales del mecanismo de conmutación. Una falla en el OLTC trae consigo las consecuencias:

- a) Explosión de la cuba del cambiador.
- b) Disparo de relé de presión súbita.
- c) Arcos eléctricos de alta energía.
- d) Daños en las derivaciones de las bobinas.

En cuanto al mecanismo de operación del OLTC, debe existir un sincronismo perfecto entre el cambiador y su accionamiento motor, de manera que se realicen los cambios en cada toma de derivación de forma completa y al mismo tiempo en las tres fases, de lo contrario puede dejar abierto el circuito de carga, este al estar sometido a una diferencia de potencial provocaría un arco eléctrico de gran energía, averiando en el cambiador y probablemente graves daños en el arrollamientos de derivaciones del transformador. [22].

La contaminación del aceite puede ser originada debido a la producción de arcos durante la conmutación y operación normal, lo que se traduce en degradación de los contactos de conmutación, desprendimiento o arranque del material del contacto (ya sea de los contactos del selector o del conmutador) debido a arcos eléctricos producidos durante la conmutación o incluso por el desgaste natural de la operación del cambiador. El aumento de la resistencia en los contactos de los cambiadores de tomas puede ser el resultado de una acumulación de productos de descomposición del aceite que se exponen en forma de suciedad, lodo y depósitos de carbón pudiendo ocasionar puntos calientes en lugares donde circula la corriente de carga.

Para aminorar las descargas por arqueo producidas por las conmutaciones dentro del OLTC se instalan resistencias para absorber parte de la energía cuando se produce un cambio de espira a otro tal a como se observa en la figura 11, una desconexión de las resistencias de transición (r_1 y r_2), provocaría un arco eléctrico dentro del conmutador, y si esto persiste las protecciones desconectarán el transformador. Este tipo de fallos se desarrolla lentamente dentro del conmutador e incrementa la resistencia de contacto [22].

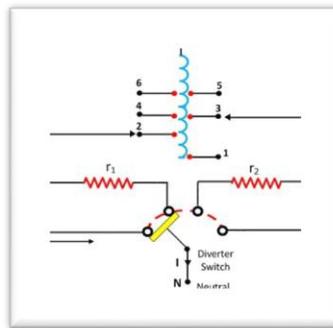


Figura 11. Proceso de conmutación de los contactos del OLTC

El efecto de sobrecarga también afecta el mecanismo de OLTC, ya que se crea una región de alta temperatura localizada en los puntos de unión de los contactos del conmutador, esto podría resultar en una condición de fuga térmica. Un aumento en la temperatura de los contactos provoca un progresivo aumento de la resistencia y correspondientemente un aumento adicional de temperatura, erosión de los contactos, así como la generación de burbujas de gas.

En un cambiador de tomas en carga se pueden dar fallos de origen eléctrico y mecánico, pero en ambos casos pueden conllevar a una mala sincronización en el mecanismo de conmutación, estas pueden ser [23]:

- a) Fallo en la transmisión: Desalineación en acoplamientos, engranajes desgastados o dañados, rodamientos deteriorados.
- b) Defecto de fabricación o mal control de calidad
- c) La degradación excesiva de sus contactos móviles.
- d) Fallo en el mecanismo acumulador de energía mecánica.
- e) Fallo en el motor del mecanismo de regulación (fallos eléctricos en el motor, elementos averiados en el sistema de mando, etc.).
- f) Desconexión de las resistencias de transición.
- g) Asincronismo o desregulación entre el cambiador y su accionamiento a motor [22].
- h) Elementos averiados en el sistema de mando, tales como disyuntores accionados, fallos en los controladores, contactares, disparo de guarda motor, relés, etc.
- i) Fallas en eléctricas en el mecanismo de regulación de mando [22]
- j) Falta de señales analógicas y sistema de control.

1.2 Otros tipos de Fallas en los Transformadores.

1.2.1 Falla en la Operación del Sistema de Refrigeración.

Los defectos en el sistema de refrigeración comprenden todos aquellos factores que afectan a la adecuada operación de cada uno de los componentes que conforma dicho sistema. Si una falla afecta el mecanismo de refrigeración, lo que conllevaría a restringir la potencia del transformador, esto porque la potencia que entrega un transformador está limitada a la temperatura máxima admisible tanto en el devanado como en el aceite, de lo contrario el transformador podría sufrir recalentamiento excesivo siendo perjudicial para el equipo. Las principales fallas que presenta el sistema de ventilación comprenden las siguientes causas:

- **Daños en Ventiladores.**

Los motores de los ventiladores pueden verse involucrados en distintos escenarios de fallas, debido que están instalados a la intemperie, que afectan directamente en la rigidez dieléctrica del devanado de los motores llegando hasta tal punto de quemarse, por otra parte como consecuencia del continuo movimiento y esfuerzo a los que están sometidos, los rodamientos son los componentes de mayor índice de falla del motor [23].

- **Válvulas de Radiadores Cerradas u Obstruidas.**

La mayoría de los transformadores de potencia cuyos aislamientos están formados por papel y aceite cuentan con radiadores, cuyo objetivo es transferir el calor que ha recibido del aceite al ambiente mediante los fenómenos de convección y radiación, una o varias válvulas cerradas provocara un aumento de temperatura en el transformador debido a la falta de evacuación de temperatura hacia el exterior.

- **Averías en el Gabinete de Control**

El sistema de enfriamiento y el OLTC operan mediante un grupo de componentes de control, en estos elementos se pueden presentar las siguientes fallas:

- a) Fallas de aislamiento en el cableado del circuito de control.
- b) Problemas en los termostatos o sondas térmicas que interrumpen señal de control para poder operar los ventiladores.
- c) Fusibles o relés termo magnéticos accionados.
- d) Daños o fallas en las bobinas de los contactores.
- e) Secuencia de fase incorrecta, lo cual provoca un giro incorrecto en los ventiladores.
- f) Operación de relés de protección de sobre voltaje o sobrecarga.

1.2.2 Defectos en el Conexionado de Terminales y Barras

Los malos contactos o flojedad que se presentan en las terminales del cable/aislador o puntos de uniones de las terminales de los devanados a lo interno del transformador que en muchos casos se realizan por medio de soldaduras o través de pernos, si en dichas uniones se encuentran flojedad, fijaciones o soldaduras defectuosas, corrosión, provoca que la resistencia de contacto aumente, como consecuencia a medida que aumente la carga al transformador originando un calentamiento en los puntos antes mencionados produciendo depósitos de carbón, gasificación, daños en el aislamiento sólido en casos más extremos pueden provocar hasta la formación de arcos eléctrico de gran intensidad que llegan hasta derretir los puntos de uniones [19].

1.2.3 Fallas en el Núcleo

Estas fallas están relacionadas al diseño y fabricación del núcleo, y se desarrollan lentamente afectando principalmente a transformadores de tipos acorazados, entre las causas más comunes de fallos, así como los defectos de diseño se describen a continuación [6]:

- a) Ventilación insuficiente para eliminar el sobrecalentamiento en las láminas de acero.
- b) Canal de enfriamiento de aceite obstruido
- c) Ubicación incorrecta en la trasposición de conductores del devanado.
- d) Pérdida del aislamiento entre chapas magnéticas.
- e) Contaminación por humedad debido a una mala práctica en el secado.
- f) Mal apriete entre láminas o entre las culatas y el núcleo.

- g) Multiaterramiento del núcleo, este solo debe estar conectado a tierra a través de un solo punto.
- h) Falla mecánica de las piezas estructurales internas del tanque durante fallas externas al transformador, que ocasionan movimientos del núcleo y falla eléctrica.
- i) Defecto en la fabricación.
- j) Cortocircuito entre láminas.

1.2.4 Fallos en los Bushing

Los bushing, por el nivel de tensión en que operan, deben ser capaz de soportar grandes esfuerzos dieléctricos sin que sufra afectación alguna durante la operación normal. Debido a que se instalan a la intemperie, se pueden exponer a humedad, contaminación ambiental, polvo, óxidos metálicos, que se adhieren sobre las superficies de los bushing, pudiendo ocasionar descargas superficiales o flameo que poco a poco afectan la resistencia de aislamiento, llevándola a tal punto que pueda ocurrir un fallo. La Figura 12 ilustra el proceso de descarga superficial en los bushing.

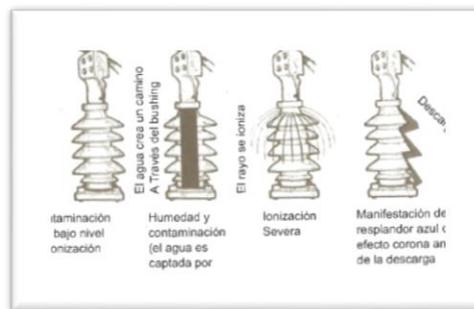


Figura 12. Proceso de descargas superficiales en los bushing

Un incremento de temperatura por encima de sus valores de diseño también afecta a los bushing y acorta su vida útil. Normalmente están diseñados para operar hasta un límite de temperatura de 105 ° C a la corriente nominal con una temperatura promedio en el aceite de 95 ° C promediada durante un período de 24 h. sin embargo, bajo condiciones adversas de operación que superen esos límites puede acelerar la pérdida de vida útil del sistema de aislamiento pudiendo tener como consecuencia la acumulación de presión interna en los bujes, fugas en las juntas, pérdida de aceite y falla dieléctrica [8] .

Los posibles efectos en los bushing se detallan a continuación:

- a) Envejecimiento de materiales de juntas
- b) Reducción significativa del aislamiento e incrementos inusuales en el factor de potencia por deterioro térmico.
- c) Gases causados por los puntos más calientes.
- d) Calentamiento en bridas metálicas.
- a) Presencia de humedad en el interior, esta se retiene en el papel que configuran las capas de control
- b) Baja capacitancia, debido a ruptura de las capas de control

- c) Porcelana dañada o quebrada por los esfuerzos mecánicos que se ejercen sobre el bushing
- d) Corrosión por lluvias acidas y contaminación ambiental que puede provocar descargas superficiales.
- e) Reducción significativa del aislamiento.

1.2.5 Fallas Mecánicas

La integridad geométrica del núcleo y de los devanados de un transformador se ve afectada por los movimientos que pueden experimentar un transformador el cual se puede manifestar durante el transporte o reubicación, vibraciones e impactos mecánicos, esfuerzos electrodinámicos, condiciones de operación etc.

El transformador generalmente se diseña y se fabrica para resistir movimientos mecánicos, sin embargo si se exponen a golpes mecánicos y frecuentes, aun si hay una pequeña deformación puede convertirse en una falla interna seria. La resistencia mecánica se debilita con el paso del tiempo y reduce la capacidad de soportar estrés mecánico, eso porque la resistencia mecánica del papel se aminora, por ende la capacidad de soportar fallos también se ve afectada.

1.2.6 Mala Aplicación de Mantenimiento y Defectos de Fábrica

Un transformador no sólo se daña por trabajar en malas condiciones de operación sino también al recibir un mantenimiento incorrecto, por otra parte desde que se fabrica un transformador la durabilidad de este va a depender del diseño y de la calidad de los materiales con los que fue construido. Por otra parte durante su ensamble los controles de calidad juegan un papel importante para que estos equipos al momento de ser instalados cumplan con las expectativas del fabricante, un defecto en el armado, pruebas de fábricas inadecuadas o insuficientes, equipos de prueba mal calibrado pueden provocar una avería al equipo durante su funcionamiento.

Otras causas relacionadas a errores humanos se destacan las siguientes:

- a) Falta capacitación al personal técnico.
- b) Carencia de información para realizar actividades de mantenimiento, como bitácoras, manuales de fabricantes, etc.
- c) Carencia de insumos o herramientas para la ejecución de un mantenimiento.
- d) Error por parte operadores o personal de mantenimiento para la ejecución manual del mecanismo OLTC.
- e) Montaje incorrecto de elementos después de mantenimiento.
- f) Mala aplicación de pruebas de diagnósticos y control.
- g) Ingreso de excesivo humedad durante su traslado y montaje.
- h) Instalación incorrecta.

CAPÍTULO 2. Métodos de Pruebas, Diagnostico y Control para el Mantenimiento de los Transformadores de Potencia y Distribución

A medida que los transformadores envejecen los componentes que forman el aislamiento se deteriora, los desgastes en los contactos móviles del OLTC se hace más notable, la reducción de la resistencia mecánica debido a los esfuerzos electromecánicos provocados durante la operación del equipo, flojedad en las uniones y en las parte activa y pasiva, son factores que pueden provocar fallas,, sin embargo antes que estas sucedan se pueden monitorear durante toda la etapa de vida mediante la aplicación de pruebas de diagnóstico y evaluar las condiciones del equipo, de esta manera, se puede medir el desarrollo de alguna falla incipiente que pueda provocar un daño más grave al equipo.

Existen dos tipos de pruebas aplicables a este tipo de equipos; las pruebas de rutina y las pruebas de fábrica, la primera se utiliza durante las etapas de mantenimiento el cual brinda información del estado del equipo, la última sirve como referencia para pruebas de campo o rutina ya que son ensayos realizados en fábrica, que es cuando el equipos presenta las mejores condiciones.

El intervalo de las pruebas de rutina no deberá ser mayor de un año, esto en dependencia de las condiciones en las que se encuentre el equipo, los resultados de pruebas se comparan con datos de referencia o de fábrica, sin embargo, cuando carecen de registros anteriores sobre el equipo bajo prueba, un método aceptable es referirlo a un transformador patrón de las mismas características constructivas.

En cuanto a las pruebas eléctricas de campo son necesarias realizarse en las siguientes situaciones:

- a) Después de un traslado o reubicación del equipo.
- b) Cuando el transformador es nuevo, como requisito de normativas para pruebas de certificación y aceptación. (por efectos de garantía).
- c) Después de un movimiento telúrico.
- d) Si por alguna razón ocurren un disparo el interruptor de alimentación o salida del transformador.
- e) Antes y después de un prolongado periodo de almacenamiento.
- f) Cuando se presenta anomalías en su funcionamiento, como ruido extraño, exceso de vibración, etc.
- g) Como parte de un plan de mantenimiento programado.
- h) Antes y después de una sobrecarga, que involucre un recalentamiento prolongado.
- i) Cuando se presenta incertidumbre en los resultados en la prueba de diagnóstico de Análisis de Gases Disueltos AGD.

2.1 Pruebas y Ensayos para el Diagnóstico de Transformadores

Las pruebas eléctricas de fábrica se llevan a cabo para verificar que los transformadores cumplan con las especificaciones de diseño y compras, ya que se rigen por estándares y normativas para garantizar el correcto funcionamiento del equipo, además ofrecen un patrón inicial para valores comparativos cuando el transformador esta en servicio. Por otra parte las aplicaciones de pruebas se han convertido en una herramienta fundamental para el mantenimiento de estos equipos.

Para obtener un diagnóstico certero del daño o condición en la que se encuentra el equipo las pruebas de campo se deben complementar con otras, ningún resultado de prueba de manera individual puede dar un resultado preciso del estado en el que se encuentra el transformador.

Cabe destacar que las pruebas tienen que ser regidas bajo criterios de aceptación, para esto las normas internacionales tales como la IEC, IEEE, ASTM, etc pueden plantear diferentes puntos de vista para la misma prueba, debido que en Nicaragua hay transformadores fabricados en diversos países y cada país acata normas diferentes, por ejemplo en transformadores fabricados en Europa generalmente se basa en la norma IEC, los que se fabrican en EEUU bajo la ANSI IEEE, en base a esto no se planteara una normativa de manera general.

Mediante la ejecución de pruebas se diagnostican distintos tipos de fallas. La Tabla 7 indica los tipos de fallas que se pueden encontrar en un transformador a través de la aplicación de las principales pruebas de campo que se realizan durante su mantenimiento.

Tabla 7. Principales fallas encontradas a través de pruebas de campo

Pruebas realizadas al equipo

		Factor de potencia/disipación, 50/60Hz	Resistencia de aislamiento	Cromatografía de gases disueltos	Resistencia del devanado CC	Análisis de la Respuesta de Frecuencia SFRA	Corriente de Excitación	Relación de Transformación	Factor de Potencia y capacitancia a los bushings
Componente del Transformador	Fallas Detectables								
Bushing	Ruptura Parcial entre capas de control, fisuras en el aislamiento.	X		X					X
	Envejecimiento y humedad.	X						X	X
	Descargas Parciales en el aislamiento.							X	
	Perdida de aceite en bornes con relleno de aceite.	X							
Sistema de Aislamiento	Humedad en el aislamiento celulósico.	X						X	X
	Envejecimiento, contaminación del aceite, humedad.	X					X	X	
	Descargas Parciales						X		
Cables	Problemas de Contacto					X	X		
Devanado	Cortocircuito entre devanados y entre espigas		X	X		X			
	Cortocircuito entre espigas paralelas					X			
	Circuito abierto en hebras	X			X	X			
	Cortocircuito a tierra	X	X						X
	Deformación Mecánica	X			X				X
	Problemas de contacto y circuitos abiertos					X	X		
Núcleo	Laminado del Núcleo Cortocircuitado			X					
	Conexión a tierra del núcleo flotante	X			X				X
	Deformaciones Mecánicas	X			X				X
OLTC	Problemas de contacto en el selector de tomas y derivaciones			X	X	X			
	Circuito abierto, espiras en cortocircuitos, conexiones de alta resistencia			X	X	X			

Datos según ONMICRON [24]

2.1.1 Factor de Potencia y Capacitancia del Aislamiento

El factor de potencia es un indicador de la calidad de aislamiento, a través de esta prueba se detectan los cambios físicos que se han experimentado en la estructura del devanado y núcleo debido a los esfuerzos electromecánicos provenientes de diversos factores, así mismo el factor de potencia puede verse alterado por los siguientes factores:

1. Contaminación en el sistema de aislamiento
2. Envejecimiento del sistema de aislamiento
3. Deterioro químico
4. Depósitos de carbón productos de arcos eléctricos.
5. Contactos en mal estado
6. Daños por sobrecalentamiento
7. Presencia de humedad

Un capacitor está compuesto de dos placas aisladas por un elemento dieléctrico y sometido a una diferencia de potencial. En un transformador, debido a que los devanados están sujetos a diferentes potenciales y el aceite aislante sirve como medio dieléctrico, en base a ellos se forman capacitancias entre devanados de alta - baja, entre alta - tierra y entre baja - tierra a como se representa en la figura 13, el valor de la capacitancia va a depender de la tensión de prueba y de la calidad del aislamiento.

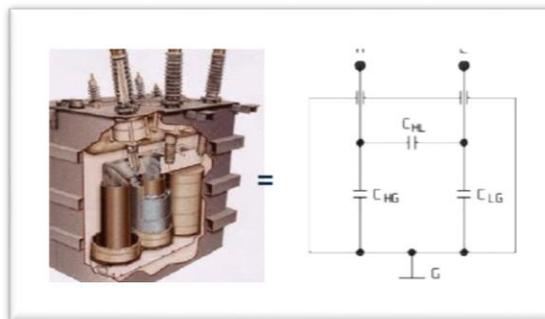


Figura 13. Capacitancias existentes dentro de un transformador.

En transformadores nuevos el factor de potencia es de 0.5% o menos, no obstante en transformadores en servicios se puede tolerar valores de hasta 1%, resultados por encima de este valor son casos de investigaciones y deberán aplicarse pruebas complementarias en los bushing y aceite para determinar en qué lugar del sistema de aislamiento presenta problemas [25].

La norma IEC 60137 y C57.1001 señalan los valores típicos de factor de potencia permisibles referidos a 20 °C de temperatura ambiente en función de los tipos de materiales de aislamientos usados en los transformadores, la siguiente tabla presenta dichos valores [24].

Tabla 8. Valores de factor de potencia según tipo de aislamiento.

Tipo de aislamiento	Papel impregnado de resina	Papel impregnado en aceite	Papel con ligante de resina
IEC 60137	<0,70	<0,70	<1,50
IEC C57. 10.01	<0,85	<0,50	<2,0
Valores típicos	0.3-0.4	0.2 -0.4	0.5-0.6

Nota: Valores de factor de potencia en % a 50/60 Hz a 20 °C.

Para realizar esta prueba se aplica gradualmente voltaje AC de 0 a 10 kV, con este valor se toman mediciones de corriente de pérdida en mA, pérdidas de potencia en Watts y la capacitancia en picofaradios.

La temperatura ambiente es un factor que se toma en cuenta durante esta prueba, muchas veces los ensayos de fábrica o campo no se realizan a una misma temperatura de referencia, es por ello que para poder comparar los resultados las normas recomiendan referirlas a una temperatura base de 20 °C, para lo cual se aplica un factor de corrección tal a como se demuestra en la siguiente tabla [17].

Tabla 9. Factor de corrección de temperatura ambiente.

Temperatura de prueba en °C	Factor de corrección k
10	0.8
15	0.9
20	1.0
25	1.12
30	1.25
35	1.4
40	1.55
45	1.75
50	1.95
55	2.18
60	2.42
65	2.7
70	3.0

2.1.1.1 Capacitancia y Factor de potencia en los Bushing

Para este ensayo la medición de la capacitancia se emplea mediante dos métodos de prueba llamados C1 Y C2 (Figura 14), esta prueba detecta cambios físicos debido a movimientos mecánicos midiendo la capacitancia y la calidad del aislamiento comparándolos con los valores de fábrica. Es importante tomar en cuenta que los resultados no deben diferir en más de un 10%.

En relación a los valores de fábrica, los resultados de la medición de la capacitancia pueden variar debido a roturas parciales entre las capas capacitivas o capas de control, esto da como resultado el aumento del esfuerzo dieléctrico restante, es por ello que un aumento en estos valores en relación a datos de referencia, sería peligroso, hasta el punto de provocar la explosión o daños irreparables en las bornas. La tabla 10 designa los resultados admisibles de factor de potencia según la norma IEC, IEEE en base al tipo de material empleado [24].

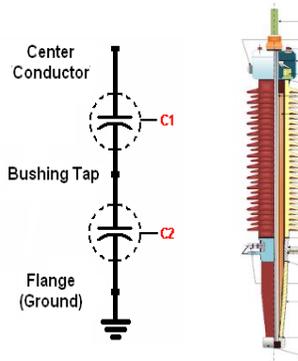


Figura 14. Modos de pruebas C1 y C2 para medir la capacitancia de los bushing.

Tabla 10. Valores típicos de factor de potencia – disipación a las bushing

Tipo de aislamiento	Papel impregnado de resina	Papel impregnado en aceite	Papel con ligante de resina
IEC 60137	<0.7	<0.7	<1.5
IEEE C57.10.01	<0.85	<0.5	<2.0
Valores típicos	0.3-0.4	0.2-0.4	0.5-0.6

2.1.2 Resistencia de aislamiento

La obtención de esta prueba se emplea para detectar defectos en el aislamiento, entre devanados, entre devanados y tierra (o carcasa del equipo) y en los aisladores de los bushings. También es útil como indicador de los ciclos de secado, ya que el resultado de esa prueba depende en gran manera de la presencia de humedad en el aislamiento.

El ensayo consiste en aplicar un nivel de tensión de corriente continua que por lo general pueden ser de 250V, 500V, 1000V, 5KV, 10KV, esto en dependencia del voltaje nominal del devanado, esto para evitar que un valor superior se le aplique a la bobina el cual podría dañar su aislamiento. Los resultados de la prueba dependen del nivel de tensión y el tamaño del equipo y que según IEC C57. 125, en ningún de los casos los resultados tienen que ser inferior a los de la Ec 4 [26].

$$R = \frac{CE}{\sqrt{kVA}} \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

R: resistencia de aislamiento en MΩ.

C: 1,5 para transformadores llenos de aceite. 3,0 para transformadores con tanque de expansión.

E: Tensión nominal de fase del transformador del devanado en prueba en V.

kVA: potencia nominal. Si el devanado bajo prueba es trifásico y las tres fases están probándose unidas, los kVA son los trifásicos del transformador.

Cuando las pruebas no se realizan a una temperatura ambiente de 20 grados, los resultados se deben corregir mediante la siguiente tabla:

Tabla 11. Factor de corrección para temperatura para la prueba de resistencia de aislamiento

Temperatura en °C	Factor de corrección
0	0.25
5	0.36
10	0.5
15	0.72
20	1
25	1.3
30	1.98
35	2.7
40	3.95
45	5.6
50	7.85

Para diagnosticar el estado de aislamiento es necesario calcular la relación de absorción dieléctrica DAR, esta es la relación de los resultados en las mediciones en 30 y 60 segundos (Ec 5), este se compara en la Tabla 12 para determinar en qué condiciones se encuentra el aislamiento. Luego se toman los valores de lecturas a 1 y 10 minutos, con estos resultados se calcula el índice de polarización IP a través de la Ec 6.

Los valores de IP superiores a 1.5 son indicativo de una buena condición del aislamiento. Los transformadores de potencia normalmente registran valores entre 1.1 y 1.3, sin embargo los valores inferiores a 1 requiere acción correctiva inmediata.

$$DAR = \frac{R_{60 \text{ seg}}}{R_{30 \text{ seg}}} \quad \text{Ec. (5)}$$

$$IP = \frac{R_{10 \text{ min}}}{R_{1 \text{ min}}}$$

Ec. (6)

Tabla 12. Condición del aislamiento en función del DAR

Condición del aislamiento	Coefficiente de absorción
Peligroso	Menor o igual a 1
Con dudas	Entre 1 y 1,4
Bueno	Entre 1,4 y 1,6
Muy bueno	Mayor que 1,6

2.1.3 Resistencia de Devanados de CC

Las bobinas o devanados de los transformadores vienen diseñadas para un determinado valor de resistencia, la resistencia de la bobina va a depender de la cantidad de vueltas, tipo de conductor de (cobre o aluminio) y de la sección transversal. Mediante la aplicación de este ensayo, se pretende medir la resistencia de cada uno de los devanados y en cada tap correspondiente, de tal manera que se puedan comparar con los valores de referencia o de fábrica, no obstante, si estos difieren, puede ser por las siguientes causas:

- a) Depósitos de carbón y o partículas contaminantes principalmente en el mecanismo de contactos del conmutador bajo carga.
- b) Deformación de la superficie de contacto debido a un calentamiento localizado.
- c) Cortocircuito entre espiras.
- d) Disminución de la presión mecánica de los contactos.
- e) Soldaduras deficientes o corrosión en el área de contacto [27].

Para la aplicación de este ensayo se debe evitar saturar el núcleo, para ello la corriente de prueba de ser aproximadamente 1% de la corriente nominal del transformador, sin embargo, si la corriente de prueba es demasiada baja dará errores en los resultados [27].



Figura 15. Grafica de la medición de la resistencia de CC en los distintos taps de un transformador de potencia

Un punto importante para esta prueba es que el transformador no deba tener un diferencial de temperatura de 5°C entre la base del tanque y la parte superior, para ello el equipo debe estar fuera de servicio por lo menos tres horas antes de realizar la prueba. Una vez obtenido los valores de resistencia referidos a una misma temperatura es posible estimar la diferencia entre los valores medidos y los valores de fábrica por medio de la Ec. 7, el resultado debe estar en un rango de $\pm 5\%$ [25] [25] [27].

$$e[\%] = \frac{R_m - R_{fab}}{R_{fab}} \quad \text{Ec. (7)}$$

$e[\%]$: diferencia entre los valores medidos y de fábrica

R_m : Resistencia medida en campo (referida a 20 grados)

R_{fab} : Valor de la Resistencia de fábrica

- **Corrección de los valores de prueba de resistencia de devanados.**

Debido a que la resistencia varía con la temperatura, no tiene utilidad práctica medirla sin relacionarla con la temperatura a la cual se encuentra el devanado al momento de la medición, esta corrección se realiza para poder hacer comparaciones sobre una misma base a través de la siguiente ecuación.

$$R_s = R_m \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \quad \text{Ec. (8)}$$

R_s : Resistencia corregida a la temperatura deseada T_s (75 °C para norma IEC y 85 °C para para norma ANSI)

R_m : Resistencia medida a la temperatura T_m

T_K : 234.5 °C para devanados de Cobre y 225 °C para devanados de aluminio.

2.1.4 Corriente de Excitación

La corriente de excitación se mide en cada una de las fases del transformador y tiene como objetivo detectar averías en el núcleo, estas anomalías se pueden presentar por causas como: chapas magnéticas entre cortadas, cortocircuitos entre espiras, problemas de uniones o juntas y o corrientes circulantes. Estas implican un cambio en la reluctancia efectiva del circuito magnético, por ende la corriente necesaria para generar el flujo magnético y magnetizar el núcleo cambiaría. La magnitud de la corriente de excitación depende en parte del voltaje aplicado, del número de vueltas, de la reluctancia, dimensiones y geometría del devanado. Los resultados se comparan con los valores de fábrica, y si la corriente de excitación es menor a 50 mA, la diferencia entre los valores más altos no debe superar el 10%. La figura 16 muestra el diagrama de conexión para esta prueba [27].

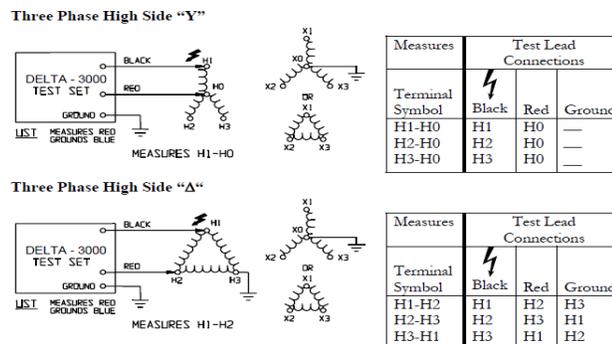


Figura 16. Configuración para medición de corriente de excitación

2.1.5 Relación de Transformación o TTR (Transformer Turn Ratio)

Con la aplicación de esta prueba se calcula la relación de espiras que existen entre el devanado primario y secundario de su respectiva columna, de esta manera se comparan los resultados con los de fábrica. Otras de las ventajas de este ensayo es que sirve para verificar el grupo de conexión o desplazamiento vectorial del equipo el cual es un parámetro importante si se requiere conectar dos o más transformadores. Cabe mencionar que para cada posición del cambiador de derivaciones se debe realizar esta prueba. En la Figura 17 se puede observar el diagrama de conexión básico para un transformador convencional de dos devanados.

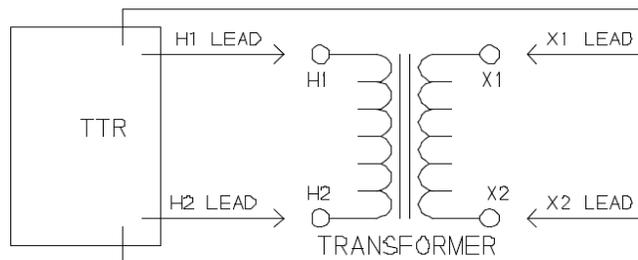


Figura 17. Diagrama para medir relación de transformación en cada devanado

Mediante la aplicación de esta prueba permite evaluar si existe daño en el transformador tales como:

- a) Corto circuitos entre espiras por daños en el aislamiento o espiras abiertas de cada devanado.
- b) Efectos severos en los contactos del conmutador
- c) Terminales identificados incorrectamente.
- d) Configuración incorrecta del cambiador bajo carga [27].
- e) Problemas en la bobina de regulación.

Antes de realizar esta prueba se debe tomar en cuenta parámetros descritas en la placa características del equipo, estos son: grupo de conexión, voltaje de fase primario y secundario, voltaje de placa en cada taps del cambiador bajo carga. A continuación se calcula la relación teórica por medio de la Ec 9. Cabe mencionar que en transformadores trifásicos, para la conexión en estrella, el voltaje de línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que el voltaje de fase, por ende se considera dicho factor.

$$\text{Relación de Transformación} = \frac{N_1}{N_2} \sim \frac{V_1}{V_2} \quad \text{Ec. (9)}$$

Relación de Transformación = NP / NS \approx VP / VS

NP = Numero de espiras en el primario

NS = Numero de espiras en el secundario

VP = Voltaje Primario de fase

VS = Voltaje Secundario de fase

Por otra parte la norma IEEE C57.152 señala que la discrepancia de error en las diferentes posiciones de tomas bajo carga y a lo largo del mantenimiento deben estar en un rango de $\pm 0.5\%$ con respecto a los valores de referencia o de fábrica [27].

2.1.6 Ensayos Realizados al Aceite

2.1.6.1 Factor de Potencia

Esta prueba proporciona una idea general de la calidad del sistema de aislamiento que por lo general se pueden ver afectado por contaminantes polares tales como agua, aceite oxidado, corroborando que las características del sistema no han empeorado con el tiempo y las tensiones de funcionamiento y, por tanto, una impresión general de la eficacia del aislamiento eléctrico. Tal como se muestra en la figura 18, en un aislamiento ideal la corriente resistiva es cero, que sería representada por las pérdidas que se manifiesta en el aceite por partículas contaminantes, a menos corriente resistiva menor será el valor de factor de potencia.

El factor de potencia de un aceite nuevo no debería exceder de 0.05% a 25 °C. Un valor alto en un aceite usado indica deterioro y contaminación u otras materias conductoras, la Tabla 13 establece los criterios de aceptación en base a los resultados obtenidos en la prueba.

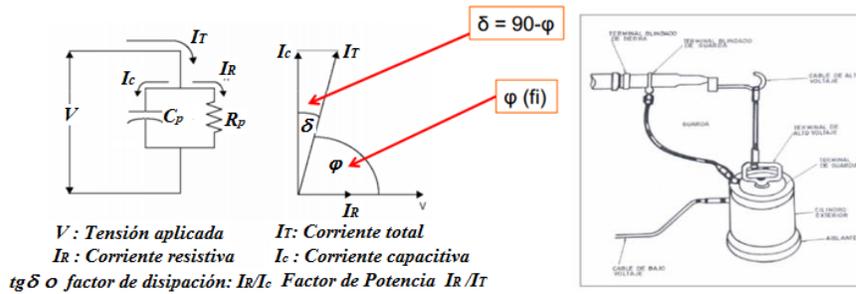


Figura 18. Pruebas de factor de potencia al aceite

Tabla 13. Interpretación de resultados de factor de potencia al aceite dieléctrico.

Factor de potencia a 25 °C	Recomendaciones
Menor o igual a 0,5 %	Aceptable.
Mayor que 0,5 % y menor o igual a 1,0 %	Investigar si el aceite debe ser reemplazado o tratado.
Mayor que 1,0 % y menor o igual a 2,0 %	El aceite puede causar falla en el equipo. Investigar si el aceite debe ser reemplazado o tratado.
Mayor que 2,0 %	Retirar del servicio. Investigar si el aceite debe ser reemplazado o tratado.

2.1.6.2 Prueba de Rigidez Dieléctrica

Se recomienda tomar medidas de la rigidez dieléctrica del aceite (Norma ASTM D1816 y ASTM D877), para ello extraer una muestra de aceite a través de la válvula de extracción colocada en la base del transformado [23].

En el caso del aceite que contiene el cambiador de tomas bajo carga, se debe de registrar la temperatura del aceite para la determinación de la rigidez dieléctrica, y el contenido de agua. Los valores límites se aplican a temperaturas de $20\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$ mediante la siguiente tabla [28].

Tabla 14 valores límites de rigidez dieléctrica en el aceite de OLTC

	Rigidez dieléctrica ASTM D877	Contenido de agua en ppm
Durante el servicio	30 kV (mínimo)	30(máximo)

- Método de la Norma ASTM D1816**

Para este ensayo se emplean electrodos semiesféricos de 36 mm de diámetro con espaciamientos entre 1 y 2 mm. En equipos cuya tensión nominal de trabajo es menor a 69 kV, una tensión de ruptura menor a estas distancias, según sea el caso indicaría alta presencia de materiales contaminantes tales como agua disuelta, suciedad y materiales sólidos en suspensión.

La siguiente tabla indica los valores de mínimo de tensión de ruptura a la cual el aceite pierde su rigidez dieléctrica según la tensión de operación del equipo [17]

Tabla 15. Tensión de ruptura para ensayo de rigidez dieléctrica según norma ASTM D1816

Separación de electrodos en mm	Tensión de ruptura en aceite en kV	
	Tensión nominal < 69 kV	Tensión nominal >=69 kV
1	23	26
2	34	45

Para esta prueba la norma recomienda que se realicen con una distancia de separación de entre hierros 1 mm los valores de ruptura o los valores medidos deben comprenderse en rango de $\pm 20\%$ del valor promedio, y para un entre hierro de 2mm en una rango de $\pm 8\%$, si no se cumple esto, se realizan 5 mediciones más se toma el valor promedio

- **Método de la Norma ASTM D877**

Esta metodología sugiere ser aplicado para aceites nuevos no procesados, en el cual se usan electrodos planos de 25.4 mm de diámetro y un entre hierro separado a 2.5 mm. La Tabla 16 expone los valores de mínimo de tensión de ruptura para aceites nuevos según la tensión de operación del equipo [17].

Tabla 16. Tensión de ruptura norma ASTM D877 [17]

Tensión de ruptura para aceites nuevos en kV	
Tensión nominal <= 115 kV	Tensión nominal >=230 kV
50	60

Los criterios de aceptación de este ensayo son los siguientes:

- a) Todos los valores de ruptura deben estar dentro del 92% del valor medio, si no se cumple lo anterior, es necesario realizar cinco mediciones más y obtener un nuevo valor medio para 10 tensiones de ruptura.
- b) Los valores de ruptura deben estar dentro del 151% del valor medio. Si esto se cumple debe reportarse el nuevo valor medio de ruptura. Si esto no se cumple, quiere decir que el error es muy grande, debe investigarse la causa del error y repetir el ensayo completo

2.1.7 Contenido de Humedad (ASTM D-1533)

La presencia de agua en forma libre o en suspensión puede ser determinada a través de la inspección de una muestra de aceite, tal como es el método Karl Fisher a como se indica en la figura 19. Por otra parte el contenido de humedad presente en al aceite en un transformador va a depender de la temperatura del aceite, en el Anexo D.1, D.2 reflejan diferentes métodos para calcular la cantidad de agua en ppm presentes en el aceite.



Figura 19. Equipo Karl Fisher para determinar el grado de humedad

- **Valoración Visual del aceite y Análisis Físico Químico del Aceite.**

La Norma ASTM D1524 clasifica los aceites según su aspecto visual y ofrece una rápida valoración de la calidad de este a como se refleja en la siguiente tabla [17]:

Tabla 17. Valoración del aceite mediante inspección visual

Apariencia visual del aceite	Estado en el que se encuentra
Claro	Aceite en buen estado
Amarillo	Propiedad A
Oscuro	Aceite marginal
Ámbar	Aceite malo
Café	Aceite muy malo
Café oscuro	Aceite extremadamente malo
Negro	Aceite en condición pésima

2.1.8 Análisis de la Respuesta de Frecuencia (SFRA)

El análisis de la respuesta en frecuencia se usa para verificar la integridad eléctrica y mecánica de la parte activa del transformador. Esta técnica es una de la más precisa para detectar deformaciones mecánicas y se basa en la comparación de una prueba de referencia con la que se va a ser evaluada, esta referencia normalmente es una “huella dactilar” que se ha medido previamente en fábrica. Aunque cuando no se dispone de esta referencia la evaluación se puede realizar comparando entre fases o con un transformador de similar característica y construcción [24].

Esta prueba a diferencia de otras, el resultado que se obtiene es una gráfica o curva de respuesta de frecuencia (Figura 20) de una función de transferencia del conjunto eléctrico, dieléctrico y magnético de las diferentes combinaciones de fases, en base este principio verificar su condición mecánica, ya que cualquier cambio en la geometría del sistema, varía la impedancia (circuito RLC) por ende su función de transferencia.

Las ventajas de este método, es la detección de las siguientes fallas:

- a) Deformaciones en el devanado.
- b) Hebras paralelas cortocircuitadas.
- c) Cortocircuitos entre devanados y entre espiras, cortocircuitos a tierra del devanado.
- d) Laminados del núcleo cortocircuitados.
- e) Problemas de resistencias de contacto, uniones mal soldadas.
- f) Deformaciones axiales y radiales de las bobinas.
- g) Deformación geométrica del núcleo.

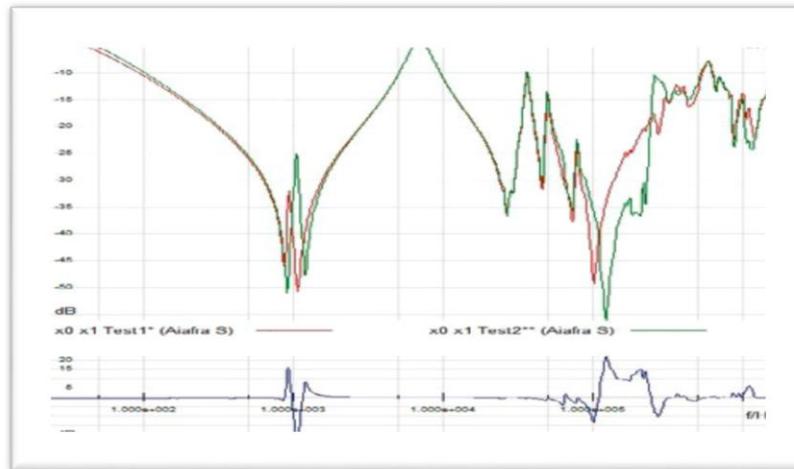


Figura 20. Grafico en función de la Frecuencia de prueba SFRA

2.1.9 Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite

El análisis cromatográfico es una herramienta esencial para la determinación de gases disueltos en el aceite que se obtiene de un transformador, el objetivo de esta prueba es supervisar el equipo en todas la etapa de vida esto por medio del comportamiento de los gases, el cual se pueden tener un aviso de falla anticipada, así como un mejor conocimiento de la localización y naturaleza de un falla incipiente, por otra parte al momento de adquirir un equipo, esta prueba es un referente para representar la garantía de las condiciones del mismo.

Las fallas que se producen en el interior de los transformadores dan origen a la producción de gases disueltos en el aceite, esto debido a la descarga de alta energía que se produce en un arco eléctrico de alta energía que pueden liberar ciertos tipos de gases, tal a como se describe a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 18. Gases combustibles disueltos en el aceite dieléctrico

Símbolo	Nombre
H2	Hidrógeno
O2	Oxígeno
N2	Nitrógeno
CH4	Metano
CO	Monóxido de carbono
C2H6	Etano
CO2	Dióxido de carbono
C2H2	Acetileno
C2H4	Etileno

2.1.9.1 Métodos de Análisis de la Cromatografía de Gases Disueltos

Según la **IEEE C 57.104** sugiere los siguientes métodos basados en las tasas de generación de gases combustibles TDCG [29] [29].

Condición 1: Si $TGCD < 720$ ppm. Indica que el transformador está operando satisfactoriamente.

Condición 2: Si $721 < TGCD < 1920$ ppm. Indica un nivel de gases más alto que lo normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla 1 debe tener una investigación adicional.

Condición 3: Si $1921 < TGCD < 4630$ ppm. Indica un alto nivel de descomposición de la celulosa y/o aceite. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla 1 debe tener una investigación adicional. Una falla (o fallas) está probablemente presente.

Condición 4: Si $TGCD > 4630$ ppm. Indica una excesiva descomposición de celulosa y/o aceite. La operación continua del transformador puede resultar en una falla del mismo [30]

- **Concentración límite de gas según la IEEE C 57.104 y ANSI C57.106.**

Tabla 19. Concentración límite de gas

GAS	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
H ₂ (ppm)	100	101-700	701-1800	>1800
CH ₄ (ppm)	120	121-400	401-1000	>1000
C ₂ H ₆ (ppm)	65	66-100	101-150	>150
C ₂ H ₄ (ppm)	50	51-100	101-200	>200
C ₂ H ₂ (ppm)	35	36-50	51-80	>80
CO (ppm)	350	351-570	571-1400	>1400
CO ₂ (ppm)	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
TDGC (ppm)	720	721-1920	1921-4630	>4630

*La tabla asume que no se han realizado pruebas previas de AGD o que no existen reportes reciente. Si existen análisis previos, deben ser revisados para determinar si la situación es estable o inestable.

En el Anexo E1 describe las consideraciones y medidas que establecen la IEEE C 57.104 y ANSI C57.106 para el ADG que hay que tomar según los resultados de la tabla anterior [25] [29].

- **Triángulo de Duval**

Este método basa en las concentraciones de tres gases claves tales como: Metano, Etileno y Acetileno, y su metodología se basa en la suma de las concentraciones de estos gases, el cual representa un 100%, se calculan nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases. Los porcentajes de participación para cada gas se estiman mediante las siguientes fórmulas [16] [17] [17]:

$$\%C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z}; \%C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z}; \%CH_4 = \frac{100z}{x+y+z}$$

Ec. (10)

Donde:

x= Concentración de Acetileno en ppm.

y= Concentración de Etileno en ppm.

z= Concentración de Metano en ppm.

Una vez obtenido el porcentaje de cada gas, se proyectan en el siguiente triangulo (Figura 21) siguiendo la línea paralela en base a gas se llegara a una intersección el cual estará en un área denominada según sea el caso , luego se hace referencia de acorde la tabla 20. En el Anexo E.2 se expone un ejemplo explicando este método.

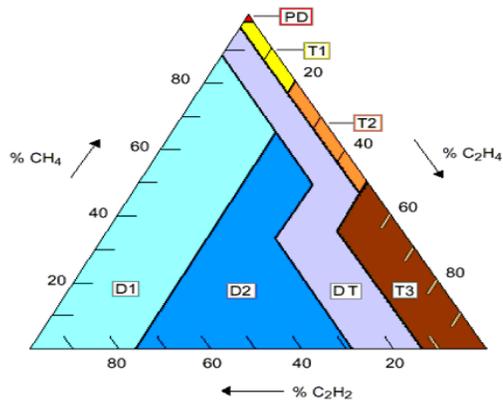


Figura 21. Triángulo de Duval

Tabla 20. Modo de detección de fallas a través del método de triángulo de Duval

Abreviaturas de la falla probable	Descripción de la falla
PD	Descargas parciales
D1	Descargas de baja energía
D2	Descargas de alta energía
T1	Falla térmica $t < 300^{\circ}\text{C}$
T2	Falla térmica $300 < t < 700^{\circ}\text{C}$
T3	Falla térmica $t > 700^{\circ}\text{C}$
DT	Falla térmica y eléctrica

2.2 Actividades de Mantenimiento a los Transformadores

• Termografía Infrarroja

Es una técnica que se lleva a cabo a través de una cámara termografía para determinar las temperaturas del equipo y medirla sin necesidad de hacer contacto, el cual permite encontrar defectos en el transformador, como puntos calientes debido a falsos contactos entre las uniones del conductor y los bushing, cambio de temperatura en radiadores y cuba, cuba de transformador ya que es posible detectar y comparar variación de temperatura. Entre las causas más comunes se pueden presentar:

- Flojedad en las conexiones.
- Conexiones afectadas por la corrosión
- Válvulas cerradas en los radiadores
- Defecto en los sistemas de enfriamientos.
- Suciedad en los contactos.

La inspección con esta técnica a los transformadores se compara con los valores de medición tanto en el indicador de temperatura del aceite y devanado, ya que dichos

valores van a depender de la carga del transformador, temperatura ambiente y del estado del sistema de refrigeración.

En la figura 22 se observa la aplicación de una prueba de termografía infrarroja a los bushing de un transformador de potencia (izquierda), que muestran puntos calientes en sus conexiones y los radiadores (derecha).

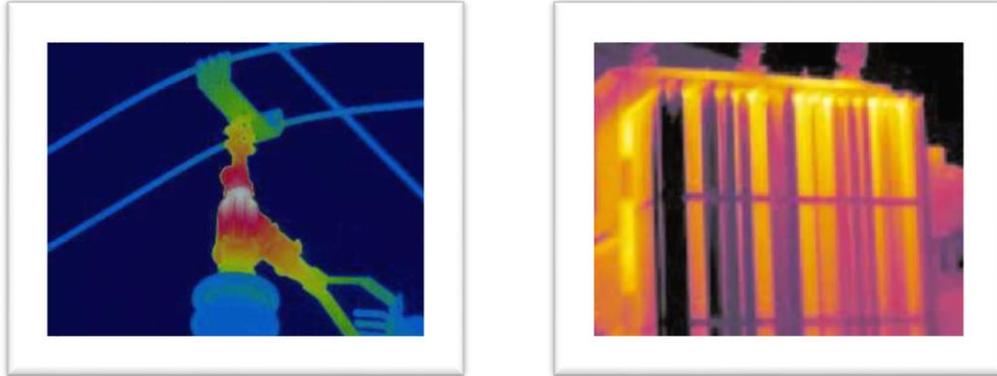


Figura 22. Técnica de termografía infrarroja a transformadores

Es importante considerar que para este tipo de mantenimiento es necesario que el transformador esté en servicio, y preferiblemente se realicen estas pruebas en horas de mayor demanda de energía, esto porque en teoría debería presentar el mayor calentamiento. Una vez obtenida las mediciones se consideran puntos comparativos entre condiciones normales y puntos de temperatura elevada no permisible en el sistema, esto con respecto a la siguiente tabla de criticidad térmica.

Tabla 21. Criterio para técnica de termografía infrarroja aplicables a puntos de conexiones de barras y líneas

Temperatura detectable (°C)	Condiciones para realizar mantenimiento
0-10	Estado normal
11-20	Monitoreo periódico
21-39	Reparación en menos de 20 o 15 días
40 a mas	Punto crítico, reparación inmediata

Aunque la termografía infrarroja es una técnica muy útil en el campo de aplicación del mantenimiento de transformadores, barras y líneas, el empleo de esta técnica por sí sola no es suficiente para diagnosticar una falla incipiente en la operación de estos equipos, un aumento de temperatura puede tener muchas causas, por lo que se deben complementar con el monitoreo de la medición de carga de los transformadores.

- **Mantenimiento al Sistema de Refrigeración.**

El mantenimiento al sistema de refrigeración se realiza tomando en cuenta de manera independiente cada uno de los elementos de operación tales como ventiladores, bombas, radiadores, etc. Cabe mencionar que se debe realizar el mantenimiento con el transformador fuera de servicio, ya que estos equipos son indispensables en la operación del equipo, sin embargo si el transformador no está muy cargado, se puede realizar de manera parcial a los ventiladores, con la condición que se monitoree las temperaturas de aceite y devanado en toda la etapa del mantenimiento. En cualquiera de los casos para el mantenimiento de este sistema se debe realizar lo siguiente:

- a) Limpieza de aspas de ventiladores, verificar que no estén dobladas ni rotas.
- b) Cambio de rodamiento a los motores.
- c) Pruebas de aislamiento a motores y cables de control.
- d) Embarnizado y secado de bobinados de motores.
- e) Verificación de funcionalidad y operación del sistema de control, este debe de operar en modo remoto y local.
- f) Verificar giro de los ventiladores.
- g) Limpieza del gabinete de control.

- **Inspección del Sistema Puesta a Tierra**

En los transformadores, el núcleo, el tanque, los pararrayos y en algunos casos el neutro del transformador se conecta sólidamente a tierra, es por ello la necesidad de que el sistema de red de tierra, por otra parte se deben verificar los conexiones, uniones para evitar corrosión, falso contacto, que eviten una ruptura interna de la red que ocasionen una falla en estos equipos o produzca una alteración de voltaje en el lado de carga una , como por ejemplo, en una conexión estrella que el neutro este a tierra, la falta de la misma produciría un neutro flotante haciendo que las tensiones de línea a neutro fluctúen hasta un valor de tensión de línea a línea, en dependencia de la carga.

Para evitar fallas en la red de tierra es recomendable realizar mediciones periódicamente la resistencia del sistema de tierra, para corroborar si se mantienen las condiciones de diseño. Para un valor mínimo en la resistencia de tierra se debe considerar los siguientes factores:

- a) Resistencia de contacto del elemento a tierra:

Para ellos es necesario que los bornes de conexión entre conductores sean de un material anti corrosivo, para en el caso de las conexiones a tierra en el neutro de los bushing del transformador las uniones de conexión se le aplica compuestos anti oxidantes para evitar corrosión.

- b) Resistencia del conductor y electrodos:

Las uniones entre conductor y electrodos se debe verificar que queden a través de soldaduras isotérmicas.

- c) Resistencia del Terreno: Verificar el estado de las uniones de los conductores y componentes. Verificar con un medidor de red de tierra, estos valores, para las subestaciones como mínimo obtener un valor del sistema de tierra de 5 ohm [31] [32] .

- **Evaluación de Estado de los Bushing.**

Deberá realizarse inspecciones de forma periódicas cuando el equipo esté en funcionamiento, el cual consistirá en monitorear la temperatura del bushing con la técnica de la termografía infrarroja, con el objetivo de determinar si existe recalentamiento en los puntos de conexión, ya que un aumento de temperatura excesiva del terminal del buje indica una conexión floja o sucia, por otra parte durante el mantenimiento, no obstante durante su mantenimiento se debe enmarcar lo siguiente:

- a) Verificación que no exista fisuras o quebraduras en la porcelana.
- b) Limpieza de la superficie de la porcelana.
- c) Verificación de los contactos y pernos de sujeción.
- d) Verificar que no haya fugas de aceite en las empaquetaduras, de existir se debe corregir sustituyendo las mismas.
- e) Chequear el nivel de aceite en la mirilla del bushing.
- f) Ajuste los pernos en las conexiones eléctricas de los bushings.

En el caso de que la porcelana presente fisuras, este deberá ser repuesto por otro, en caso contrario es necesario realizarle pruebas de diagnóstico como el de factor de potencia y medición de la capacitancia a través de los métodos C1 y C2. . Si los valores obtenidos son deficientes, deberá preverse el cambio del bushing.

Para evitar contaminación superficial, al momento del mantenimiento del transformador se debe efectuar la limpieza de la porcelana aamoníaco o tetracloruro de carbono, y si están muy sucios, usar ácido hidrocórico concentrado diluido en una porción de 40 o más veces en agua. La solución no debe tocar ninguna parte metálica; después de la limpieza las partes de porcelana deben neutralizarse con agua que contenga bicarbonato de sodio en una proporción de 30 gramos por litro, teniendo el cuidado que siempre que use una solución química, asegúrese de lavar después con agua fresca, para que no quede ningún elemento extraño [15].

- **Inspección de la Cuba**

Si la cuba del transformador presenta corrosión o deterioro en la pintura, el área afectada puede limpiarse y retocarse con varias capas de pintura líquida acabado poliuretano de altos sólidos color gris ANSI 61 [6].

Durante el mantenimiento se comprueba lo siguiente:

- a) Verificar que no exista corrosión, de existir se debe aplicar pintura anticorrosiva.
- b) Chequear estado de válvulas, estas deben permitir la apertura o cierre de las mismas sin dificultad alguna.
- c) Verificar que no exista abolladuras o golpes.
- d) Compruebe visualmente todas las juntas, si presentan grietas u otros signos de deterioro, de ser necesario de debe reemplazar, de igual manera si existe fugas.

- **Tratamiento al Sistema Deshidratador**

Estos dispositivos están hechos para eliminar la humedad y el polvo que entran al transformador, el cual es absorbido por medio de los cambios de volúmenes del aceite como resultado de la fluctuación de la temperatura del transformador. Generalmente para retener la humedad se usa sílica gel, el cual es de color azul cuando se encuentra seca, sin embargo con absorción de humedad llega a un 30 o 40 %, el color cambia un tono rosado.

Para regenerarla o secarla se coloca la sílica gel en un depósito limpio y se agita mientras se calienta a una temperatura de 100 a 140 °C hasta que el color cambie. Si durante el transporte de la misma ha absorbido humedad (color rosado), deberá secarse, o de ser posible sustituirse [15].

Tabla 22. Humedad presente en sílica en función del color

Color	Estado
Azul oscuro	Seco
Violáceo	Humedad entre 20% y 30%
Rosado	Humedad al 100%

El empaque debe verificarse para ver si está bien asegurado, de manera que no permita la entrada de humedad al transformador por ningún sitio que no sea el orificio del respiradero. También se verifica el nivel de aceite del depósito no es más bajo que el nivel fijado, si el agente deshidratante se humedece con aceite, es porque hay demasiado aceite en el depósito, o porque hay alguna falla interna cuya causa debe detectarse.

- **Mantenimiento al OLTC**

Las actividades básicas para el mantenimiento del OLTC se basan en lo siguiente:

- a) Comprobación de las juntas de la cabeza del cambiador de tomas, a fin de evitar fugas que faciliten la entrada de humedad.
- e) Limpieza general del ruptor y sus partes internas, estas se deben verificar que no haya desgastes en sus contactos, de ser necesario sustituirlos.
- f) Cambiar periódicamente la sílica gel o inspecciones el sistema deshidratador de la cuba del mecanismo.
- g) En el gabinete de control verificar el sistema de control, de manera que el mecanismo pueda realizar las conmutaciones en cada taps sin detenerse.
- h) Verificar la sincronización del mecanismo, este debe realizar los cambios de acuerdo a la posición del tap que se requiere.
- i) Realizar pruebas de TTR y Resistencia de devanados en cada uno de los tomas de derivaciones del cambiador.
- j) Verificar el estado del aceite mediante pruebas de rigidez dieléctrica, de ser necesario realizar cambio del aceite aislante de la cuba del conmutador y del

conservador de aceite, de igual manera se deberá realizar ensayo de rigidez dieléctrica.

- k) Al momento de llenado del aceite, se debe evitar la formación de burbujas, ya que estas pueden afectar la rigidez dieléctrica del aceite si el transformador se energiza.
- l) Con el transformador sin tensión realizar varias maniobras de conmutación de forma manual en todos los taps, esto para verificar que no haya algún tipo de bloqueo en su sistema mecánico [33].
- m) Revisar el relé de presión súbita y las tuberías conectadas.
- n) En cuanto a la caja del mecanismo del conmutador de derivaciones accionado por motor, se debe accionar a través del mando local y observar si hay alguna anomalía [34].

- **Mantenimiento a los Equipos Auxiliares y Dispositivos de Protección Propia**

En cuanto a los dispositivos de protección propia, las actividades más importantes se resumen en la inspección del cableado y control, en cuanto al cableado se comprueba la continuidad y de ser necesario el aislamiento del mismo, del mismo modo verificar los circuitos de control, protección, medición y sistemas de control de los equipos que componen el sistema de enfriamiento, del OLTC así como los transformadores de corriente y de potencial.

- a) El gabinete de control y el conducto asociado deben inspeccionarse para asegurarse que los sellos deben estar en buenas condiciones, con el fin de evitar el ingreso de partículas que pueden afectar su funcionamiento.
- b) Control de voltaje de alimentación debe comprobarse y compararse con el voltaje indicado en el diagrama de cableado.
- c) Realizar prueba de aislamiento con 500V al cableado de control, este debe ser verificado para asegurar que el aislamiento del cableado está en buenas condiciones.
- d) Revisión funcional del relé buchholz, válvulas de sobrepresión, relé de presión súbita, indicadores de temperatura [15].

Habitualmente durante la operación los transformadores (de potencia) los equipos auxiliares pueden presentar diferentes tipos de alarma que pueden haber actuado de forma erróneas por diferentes razones, En el Anexo F muestran las causas de problemas y soluciones que pueden presentar los equipos auxiliares el cual pueden ser de mucha utilidad para los operarios y o técnico de mantenimiento [8].

- **Tratamiento de Aceite Dieléctrico.**

Se debe tener precaución con el aceite al momento de ser tratado, ya sea en el montaje, relleno o recirculación, las partes activas pueden entrar en contacto el aire provenientes de la atmósfera dando como resultado el ingreso de humedad que se puede retener en el aceite o papel, lo recomendable es minimizar la exposición del aceite con el aire, de ser posible se debe limpiar el equipo de extracción o inyección ya sean mangueras, bombas o barriles.

ABB recomienda en su manual de Operación y Mantenimiento de transformadores que se debe llenar previamente con el aceite hasta un nivel que esté a unos 25 cm por debajo de la cubierta del tanque, en el caso de ser transformadores equipados con tanque de expansión, el cual describe dos métodos para el llenado del aceite; el primero de ellos consiste en llenar el tanque con aceite a través de la válvula de drenaje mientras se descarga gradualmente el nitrógeno contenido en el tanque, normalmente para el traslado de estos equipos, la cuba ser rellana con un colchón de nitrógeno o aire seco para evitar el ingreso de humedad a la parte activa, la presión del nitrógeno contenido en el tanque del transformador debe ser aproximadamente de 3 psi a 20 °C , un segundo método consiste en efectuar el llenado de aceite luego realizar vacío al transformador, cabe recalcar que el llenado del aceite se debe realizar únicamente cuando los resultados de ensayos de rigidez dieléctrica hayan sido satisfactorio [15].

- **Deshidratación y desgasificación del sistema aislante.**

La desgasificación de aceite se utiliza para liberar la humedad y partículas, mediante el calentamiento del aceite a cierta temperatura, el cual se hace circular por el la parte activa extrayendo la humedad del núcleo y los bobinados, el cual consiste en transformar la humedad presente en el aislamiento en vapor y expulsarla a la atmosfera, esto se logra aumentando la temperatura del aceite llevándola hasta su punto de ebullición, de igual manera disminuyendo la presión atmosférica hasta llevarla a su punto de ebullición a temperatura ambiente. En la figura 23 se muestra un esquema para las conexiones de un equipo de tratamiento de aceite a un transformador de potencia.

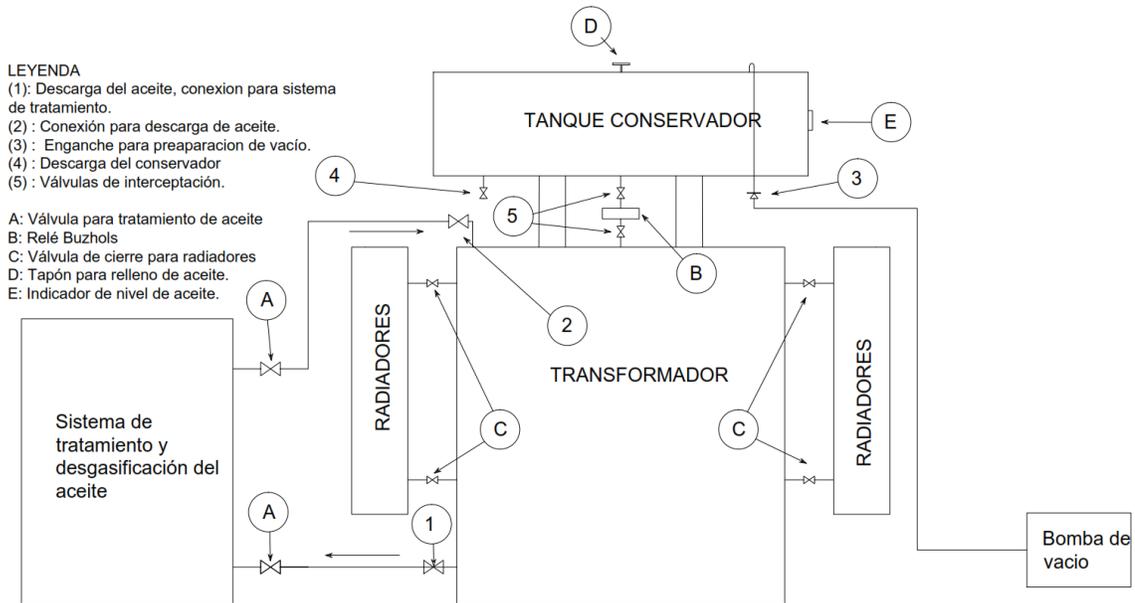


Figura 23. Diagrama básico de conexión de un sistema de tratamiento y desgasificación a un transformador de potencia

Aunque existe varios métodos para la desgasificación secado del aislamiento en transformadores de potencia, debido al gran tamaño, y el tiempo que tomaría en desmontarlo y transportarlos hacia talleres, es viable realizar el proceso de secados en el punto donde se esté situado, por lo consiguiente el método más común que se aplica es el de circulación de aceite y secado al vacío, no obstante la desventaja de este método es el tiempo que toma al llevar a cabo este proceso, en dependencia del grado de humedad que contenga el aislamiento [2].

La desgasificación a elevadas temperaturas puede remover cierta cantidad de agua de la celulosa, por lo que se inyecta el aceite en forma atomizada, en conjunto con la aplicación de vacío. Cuando los ensayos realizados indican que el aceite no cumple con uno de los parámetros medidos, es necesario efectuar un tratamiento al mismo, para extender su vida y, consecuentemente la del transformador [35].

CAPÍTULO 3. Recomendaciones y Procedimientos Generales para Evitar Fallas en Transformadores de Potencia y Distribución.

La mayor parte de fallo de transformadores en las redes de distribución y transmisión se encuentran directamente relacionados por las condiciones en el que se encuentra el aislamiento, las fallas que pueden traer como consecuencias elevación de temperatura pueden afectar el grado de polimerización de la celulosa del papel a tal grado que se pueda “fisurar” quedando expuesto a cualquier falla. Para preservar las propiedades de aislamiento y aumentar su vida útil se debe evitar que el transformador se exponga a altas temperaturas. Es por ello que una de las actividades más importantes son las de implementar acciones para proteger el sistema de aislamiento de factores como humedad, temperatura y agentes contaminantes [2].

No obstante se pueden tomar en cuenta medidas que mitiguen las afectaciones que puedan tener por tipo de fallas, por lo que se toman las siguientes recomendaciones para cada modo de fallas que se presenta en los transformadores de la red de transmisión y distribución del país:

3.1 Recomendaciones para Evitar Sobrecarga

Al momento de sobrecargar un transformador se toma en cuenta en términos aceptable el sacrificio de vida útil, estado en el que se encuentra el sistema de refrigeración, potencia nominal del equipo, tipo de carga del transformador, tipo de aislamiento y temperatura ambiente, para ello se describe cada uno de estos aspectos y que se debe hacer en cada situación a como lo sugiera la guía de carga de IEEE.

- **Condiciones de Operación del Sistema de Refrigeración**

La capacidad de un transformador puede estar limitada por el estado de operación de cada uno de los elementos que del sistema de enfriamiento, sin embargo si por alguna razón, el sistema de enfriamiento no opera en su totalidad, la carga del transformador se debe limitar en dependencia del porcentaje de elementos auxiliares en operación, principalmente cuando se aplica a transformadores de tipo OFAF en el que se utiliza bombas de aceite y ventilación forzada cuyos funcionamiento son indispensables en estos tipo de refrigeración, tal a como se describe en la siguiente tabla [3]:

Tabla 23 . Capacidad de carga para transformadores de sistema de enfriamiento tipo OFAF

Cantidad de ventiladores en funcionamiento en %	Capacidad de carga en %
100	100
80	90
60	78
50	70
40	60
33	50

- **Nivel de Potencia del Transformador y Tipo de Carga.**

Los niveles de sobrecarga que puede llegar a soportar un transformador son distintos para cada tipo y capacidad nominal del transformador, esto se debe a que a medida que el tamaño del transformador aumenta, su refrigeración resultará más compleja, cuanto más grande es la cuba del transformador, mayor cantidad de volumen de aceite, por ende resulta más difícil refrigerarlo [10].

En base a lo anterior la norma IEEE y la IEC 60076-7 propone los niveles de sobrecarga en valores por unidad de corriente y la temperatura máxima admisible, ya sea en la parte superior del aceite o en partes metálicas y devanados para cada tipo de carga (carga cíclica normal, carga de emergencia de larga duración y carga de emergencia de corta duración), que se debe someter un transformador, la tabla 24 plantea estos parámetros. Es importante mencionar que los límites de corriente y temperatura no se entienden como válido simultáneamente, la corriente puede limitar un valor más bajo que el indicado con el fin de alcanzar el límite de temperatura admisible, contrariamente el valor de temperatura puede limitar el valor de corriente [3].

Tabla 24. Límite de carga de los transformadores en base tamaño, carga y temperatura

Tipo de carga	Tipo de transformador		
	Distribución	Potencia	Gran potencia
Carga cíclica normal			
Corriente en p.u	1.5	1.5	1.3
Temperatura en arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico	120	120	120
Temperatura del punto más caliente de otras partes metálicas	140	140	140
Temperatura del aceite en la parte superior	105	105	105
Carga de emergencia de larga duración			
Corriente en p.u	1.8	1.5	1.3
Temperatura del punto del arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico	140	140	140
Temperatura del punto más caliente de otras partes metálicas	160	160	160
Temperatura del aceite en la parte superior	115	115	115
Carga de emergencia de corta duración			
Corriente en p.u	-	1.8	1.5
Temperatura del punto del arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico	-	160	160
Temperatura del punto más caliente de otras partes metálicas	-	180	180
Temperatura del aceite en la parte superior	-	115	115

- **Tipo de Aislamiento del Transformador**

El envejecimiento y deterioro de la celulosa está relacionada con la temperatura a la cual está sometido este material, sin embargo existen materiales que toleran mayor temperatura, es por ello que en dependencia del tipo de aislamiento sólido empleado, este se verá afectado en mayor o menor manera, en dependencia de su capacidad térmica, como por ejemplo, al mismo índice de carga, el papel térmicamente mejorado tendrá mayor tolerancia a la temperatura que el papel kraft.

Por otra parte la sobrecarga de un transformador inmerso en aceite no es la misma para uno cuyo aislamiento es de tipo seco, ya el material aislante que emplean soporta una mayor temperatura. La tabla de carga de IEC define el nivel de carga máximo permitido para transformadores tipos secos, que está dada en función de la carga inicial o precarga y la duración de la carga máxima de sobrecarga. Un ejemplo de ello se muestra en la figura 24, el ciclo de carga consiste en una carga inicial de 70% de la capacidad del transformador, seguido de un pico de sobrecarga máxima en un tiempo determinado (tiempo de duración de sobrecarga) estará limitado por la temperatura máxima durante esa cresta, tal a como se plantea en la Guía de carga para transformadores secos de la Norma IEC 60076-11 en el Anexo H [20].

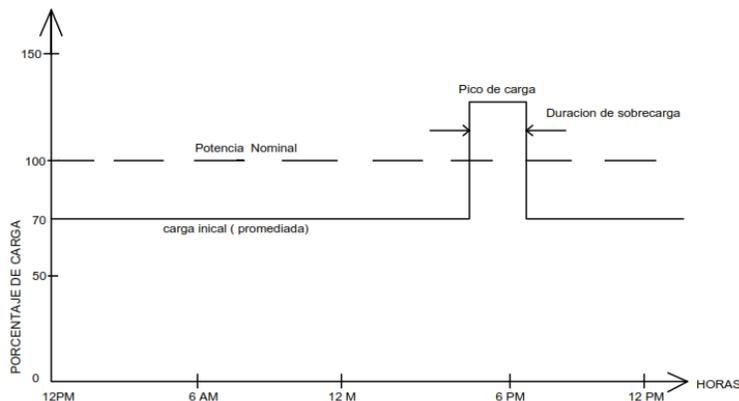


Figura 24. Comportamiento de carga de un transformador antes de entrar en sobrecarga

- **Temperatura ambiente**

Se toma en cuenta una reducción o aumento porcentual de los kVA del transformador tal a como se describe en la Tabla 25 basándose en una temperatura ambiente promedio de de 30 ° C y de 25 ° C para agua (en caso de transformadores tipo OWAF). Esta tabla cubre un rango en temperaturas ambiente promedio de -30 ° C a 50 ° C para cada tipo de enfriamiento [20].

Tabla 25. Reducción o aumento de carga en base a la temperatura ambiente.

Tipo de enfriamiento	% de kVA	
	Reducción de carga por cada °C de incremento de temperatura	Incremento de carga por Cada °C inferior al limite
ONAN	1.5	1
OFWF	1.5	1
ONAF	1	0.75
OFAF	1	0.75

Datos según IEEE Std C57.91 [3]

Considerando las recomendaciones para la cargabilidad de los distintos tipos de transformadores en diferentes escenarios, adicionalmente se pueden emplear las tomar medidas para prevenir este tipo de fallos el cual consiste en:

- a) Monitoreo de parámetros de operación, principalmente lecturas de corriente en todas las fases, y si existe desbalance de carga corregir con la finalidad de evitar corrientes altas en el neutro del transformador, principalmente en conexiones en estrella.
- b) Tomar mediciones de temperatura ambiente, de ser necesario crear ductos para facilitar el flujo de aire, por ende mejorar la eficiencia del enfriamiento del transformador.
- c) Realizar mantenimiento e inspecciones periódicas al sistema de refrigeración.
- d) Verificar el estado del aislamiento de las acometidas o circuitos tanto en el lado de alta y baja tensión, de ser posible realizar pruebas de resistencia de aislamiento periódicamente.
- e) Selección adecuada en las coordinaciones de protecciones, de tal manera que permitan la desconexión del equipo en momentos de sobrecargas que puedan dañar al equipo.
- f) Verificar los contactos de conexión en la parte externa e interna del transformador, realizando una prueba de resistencia de CC a los devanados se puede diagnosticar si existe problemas de este tipo.
- g) Utilizar la técnica de termografía infrarroja.

En la figura 25 muestra un flujograma de procedimientos para evitar que el transformador falle por sobrecarga, que consiste en el monitoreo permanente de carga, temperatura de aceite y devanados cuando el equipo está trabajando con carga por encima de su especificaciones nominales, sin embargo si la temperatura excede la capacidad del transformador, se debe corroborar con la técnica infrarroja para detectar causas como; puntos calientes, válvulas cerradas, flojedad, calentamiento en los bushing, etc. Si la elevación persiste se debe verificar que el sistema de enfriamiento opere de forma correcta.

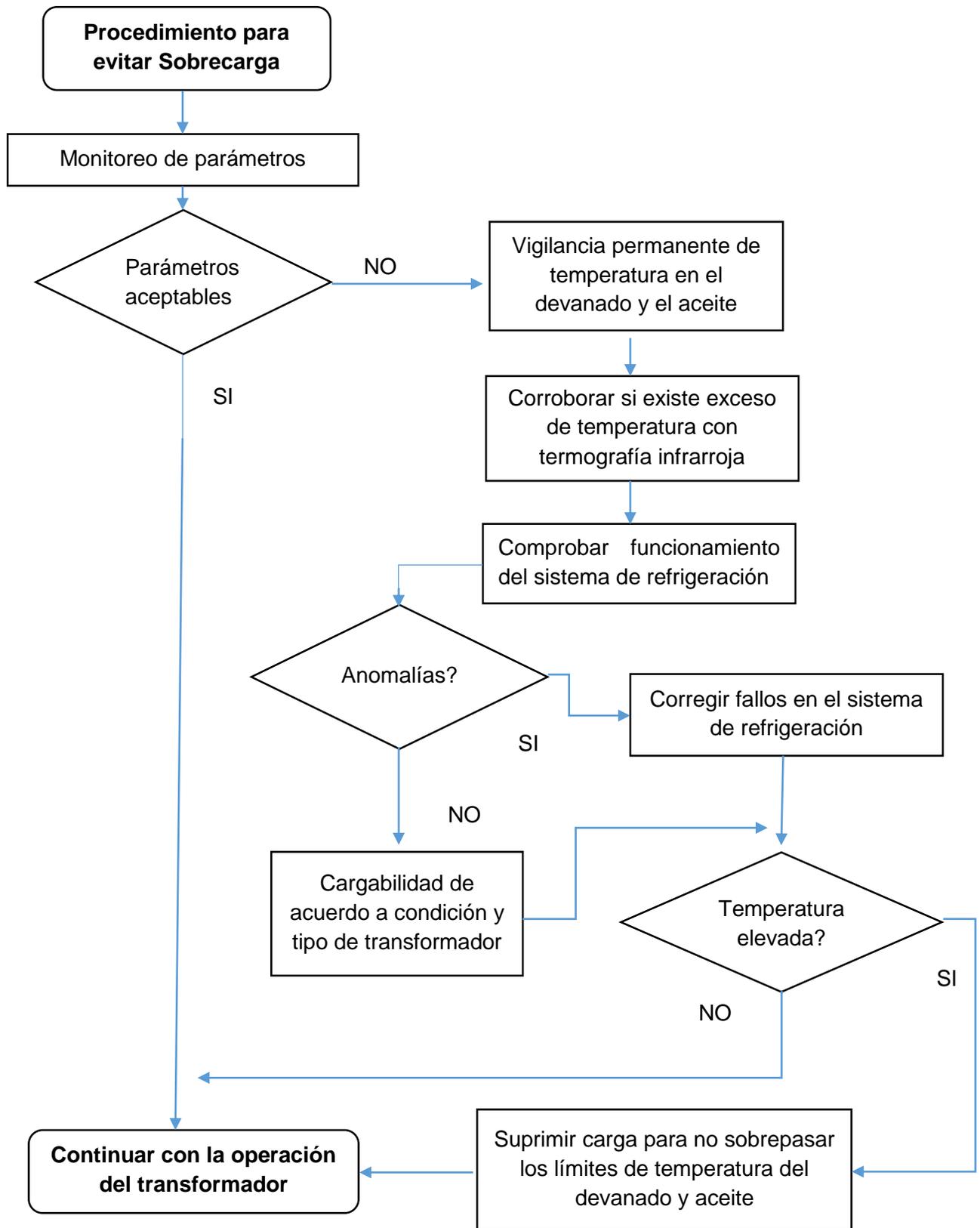


Figura. 25 Procedimiento a seguir para evitar fallas por sobrecarga

3.2 Procedimientos Para Evitar Fallos en el OLTC

- **Medición de la Temperatura Durante la Operación del Transformador**

La mayoría de fallas internas que se dan en esta parte del transformador se manifiesta generando calor, en base a ello midiendo la diferencia de temperatura entre la cuba principal y el OLTC, es posible detectar defectos internos. En condiciones normales la temperatura de la cuba es un poco superior a la del depósito del OLTC, mientras que en condiciones de falla la temperatura del cambiador de tomas en carga puede ser superior a la de la cuba, mediante la técnica de termografía infrarroja es una técnica muy útil [26] [27].

- **Ejecución Periódicas de Pruebas y Mantenimiento al OLTC**

Las pruebas de análisis de gases es una de las mejores herramientas para el diagnóstico en un transformador, cabe mencionar que el aceite del cambiador de tomas es independiente al de la cuba, ya que este último se contamina menos, es por ello que los análisis de los resultados se deben orientar de manera independiente tanto en el OLTC y la cuba. Por otra parte se debe realizar pruebas periódicas al aceite dieléctrico del OLTC, tales como rigidez dieléctrica, contenido de humedad, factor de potencia al aceite.

En cuanto al cuerpo insertable las pruebas recomendables para averiguar si existe falsos contactos o desperfecto en el mecanismo de conmutación, las pruebas de resistencia de devanados en cada uno de los tomas del OLTC y medición de las resistencias de transición.

Se debe programar un mantenimiento correctivo a un determinado número de maniobras del mecanismo en el que se debe realizar cambio en base a lo siguiente:

- a) Cada 300 mil a 500 mil operaciones cambios de contactos de conmutación y en conmutadores al vacío cada 600 mil operaciones [36]
- b) Tras 800,000 conmutaciones (lectura del contador del accionamiento a motor) deben cambiarse el cuerpo insertable del cambiador de tomas bajo carga y todo el engranaje. [28]

La figura 26 representa un diagrama de flujo en el que a partir de las pruebas periódicas y de las inspecciones y evaluación internas de sus principales componentes que se deben realizar al momento de realiza un mantenimiento al OLTC.

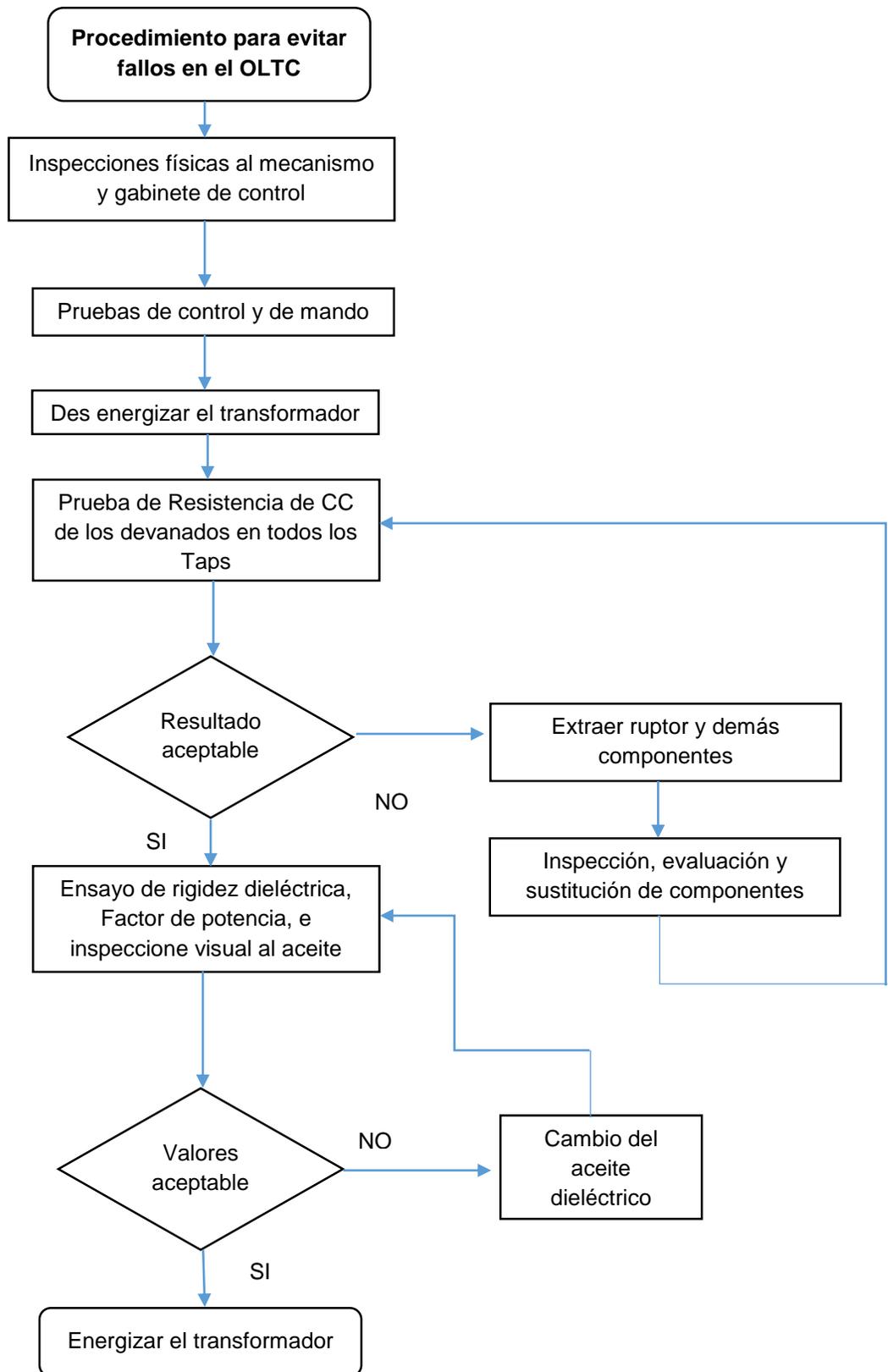


Figura 26. Procedimiento para la ejecución de un mantenimiento al OLTC.

3.3 Procedimientos para Evitar Fallos en el Aislamiento

Un transformador con un sistema de aislamiento en buenas condiciones será capaz de soportar de mejor manera los esfuerzos dieléctricos que provocan los fallos como sobretensión, de ahí la importancia de considerar los factores que influyen en el deterioro tomando acciones, tales como [35]:

- a) Realizar mantenimientos periódicos al sistema deshidratador.
- b) Realizar pruebas de análisis físico químico al aceite.
- c) Corregir fugas de aceite para evitar el ingreso de humedad, de ser necesario realizar pruebas de hermeticidad para descartar fugas por empaquetaduras o sello en mal estado [21].
- d) Realizar pruebas para determinar la humedad en el aislamiento a través de una muestra de aceite (Karl Fisher), en el Anexo D muestra los métodos para calcular humedad en dependencia de la temperatura del transformador al momento de tomar la muestra.
- e) Estudiar el comportamiento de las pruebas de resistencia de aislamiento, si no se cuentan con registros históricos, estos deben de arrojar valores aceptables según los establece los criterios de aceptación de las normativas planteadas en la capítulo II para esta prueba.
- f) Realizar pruebas de rigidez dieléctrica al aceite basados en las normas ASTM 877 y ASTM D1816 cada 6 meses.
- g) Durante la operación del equipo, corroborar que el nivel de aceite e en el tanque de expansión este en los límites permisibles.
- h) Realizar pruebas de campo como factor de potencia y capacitancia al aceite para monitorear y verificar la integridad de sistema de aislamiento y discriminar en que parte se encuentra defectuoso el aislamiento.
- i) Verificar el aislamiento de los cables que conectan al transformador, ya sea en el lado primario y secundario, para ello basta con desconectar los cables y realizar prueba de resistencia de aislamiento a través de un megger.
- j) Verificar periódicamente el estado de la pintura para evitar la corrosión de la cuba, tanque de expansión, radiadores etc.
- k) Revisar estado de las empaquetaduras de ser necesario reemplazarlas.

En caso de que el sistema de aislamiento presente un valor elevado de humedad (mayor a 50 ppm), en dependencia de la importancia del transformador de potencia dentro del sistema se deberá programar un mantenimiento para el secado del aislamiento a través de la desgasificación del aceite dieléctrico. Para los transformadores de distribución, de ser necesario extraer la parte activa y secar al horno y al vacío y drenar el aceite dieléctrico para su respectivo cambio.

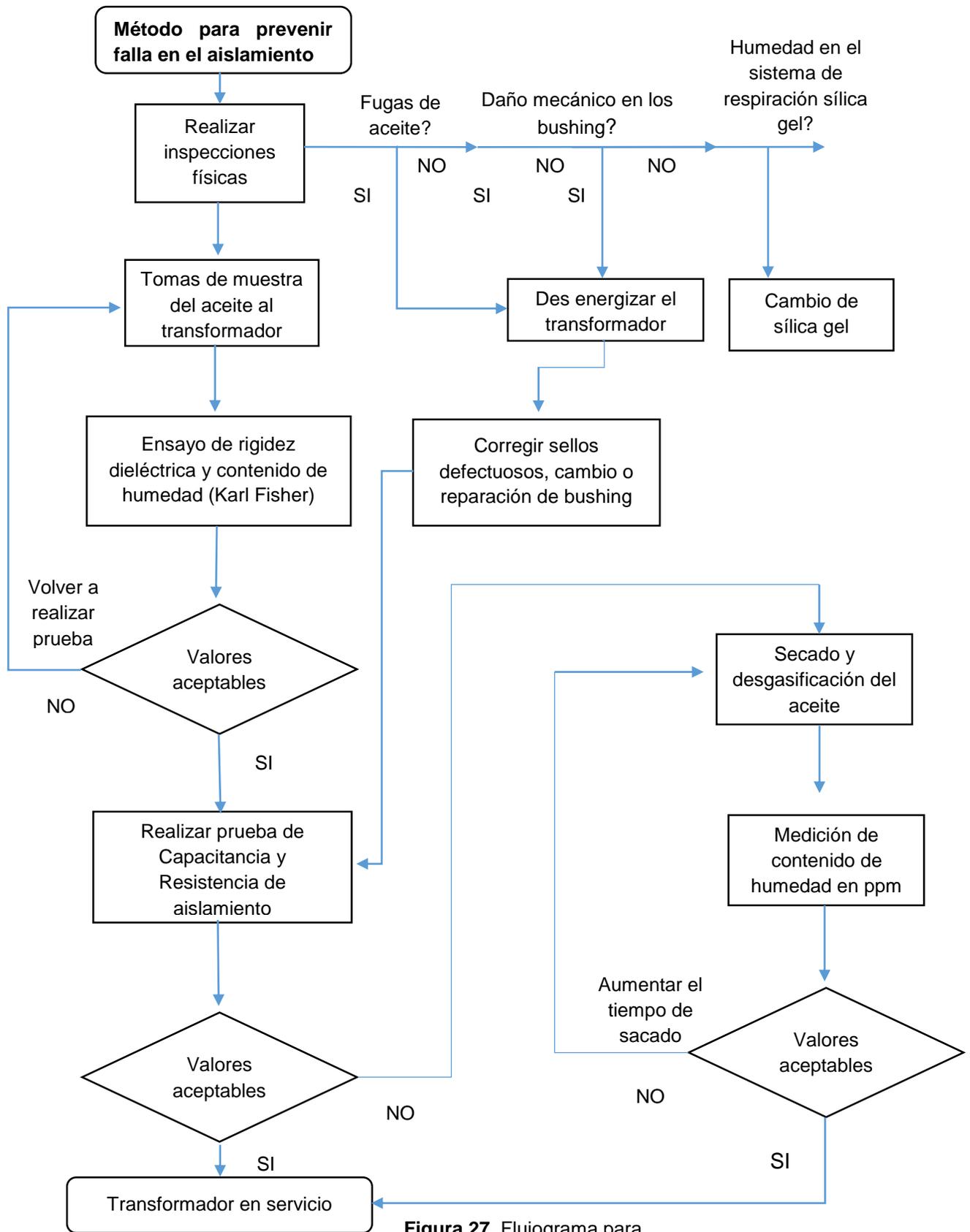


Figura 27. Flujograma para evitar fallas en el aislamiento

3.4 Procedimientos para Evitar Fallos por Sobre Voltaje

La ejecución de las siguientes acciones evita que el transformador falle por sobre voltaje, esto de acuerdo al cada caso.

1. Sobre Voltaje de Origen Atmosférico

- a) Instalar pararrayos, teniendo en cuenta una correcta selección las características del pararrayo, de modo que el voltaje máximo de línea-tierra no exceda la capacidad del pararrayo bajo condiciones de operación, incluyendo condiciones de falla. La instalación del pararrayo se debe realizar lo más próximo al transformador [26] [21].
- b) Para el caso de transformadores de potencia que se ubican en subestaciones donde el nivel isocerámico es alto, replantear el diseño del blindaje de la subestación y en las torres de transmisión el apantallamiento de las líneas.
- c) Corroborar que todas las estructuras metálicas estén debidamente aterrizadas dentro de la subestación.
- d) Interconectar el bajante a tierra de los pararrayos, con el neutro y tanque del transformador a un punto en común de la red de tierra.
- e) Realizar mediciones de la resistencia de la red de tierra, mantener como máximo a 5Ω [32].
- f) Concientizar al personal que efectúa las revisiones en los circuitos de distribución sobre la importancia que tiene el reportar: pararrayos dañados, faltantes, bajantes de tierra rotos, pararrayos desconectados y mal conectados [21].
- g) De ser necesario antes de la adquisición de transformadores, garantizar que los equipos cuenten con los registros de prueba aplicadas en laboratorios para garantizar un nivel de protección contra descargas atmosféricas.

2. Por Sobreexcitación del Núcleo.

- a) Mantener vigilancia del voltaje y la frecuencia de la red, cerciorarse que el voltaje de la red no se superior al 10 % sobre el valor nominal.
- b) Verificar el correcto funcionamiento de los transformadores de potencial ya que estos vigilan la tensión de alimentación en los transformadores de potencia y deben enviar una correcta señal para la operación del OLTC.
- c) Verificar que el tap de operación del transformador este de acorde a la tensión de la red en ese momento.
- d) En líneas de transmisión de largas distancias y por el efecto capacitivo pueden provocar sobre voltaje es por ello que el estado de reactores es indispensable para que el transformador no opere en esas condiciones.
- e) Verificar que el voltaje de alimentación del equipo este de acorde a su placa característica [21].

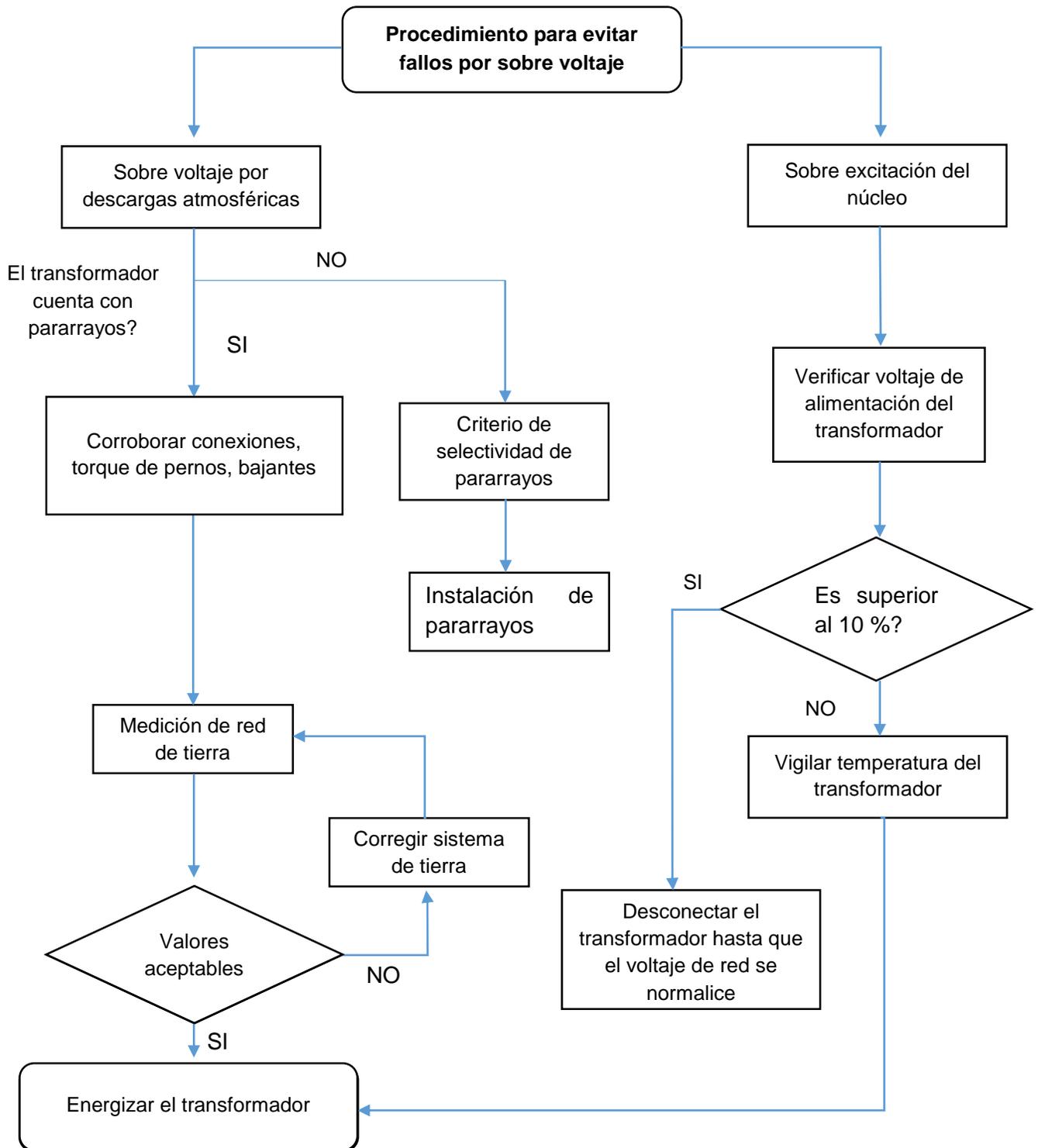


Figura 28. Diagrama de flujo de procedimientos para evitar fallas por sobrevoltaje

3.5 Plan de mantenimiento preventivo a transformadores de potencia y distribución

- **Fichas Técnicas y Codificación de Equipos**

Es objetivo de ello es poder identificar los equipos a los cuales se les realizara el mantenimiento, esto mediante la codificación alfanumérica que enmarque las características propias del equipo, a continuación se muestra la información útil que debe contener:

- a) Código del equipo.
- b) Datos generales o datos de placa característica.
- c) Planta o subestación que pertenece.
- d) Área a la que pertenece dentro de la planta (subdivisión de equipos)
- e) Tipos de transformador
- f) Fotografías del transformador

- **Inspecciones Diarias y Periódicas al Equipo**

Estas consisten en la observación del equipo en todas sus etapas de vida y durante su operación, tratando de identificar posibles problemas a simple vista y de realizar actividades de monitoreo y de control de parámetros que determinan la operación normal. Estas actividades por su sencillez y economía, es conveniente que sean realizadas varias veces al día, y que abarquen al mayor número de equipos y o componentes, entre las actividades de monitoreo a los transformadores se aplican las siguientes:

- a) Monitoreo de la temperatura del aceite y de devanado.
- b) Medición de la corriente de carga por fase en el transformador.
- c) Medición del voltaje de en el barraje de alta y baja tensión.
- d) Registro de temperatura ambiente.
- e) Revisión del nivel de aceite en el tanque de expansión
- f) Verificar visualmente que no exista fugas de aceite en radiadores, bridas, tubos colectores y en el tanque de transformador.
- g) Cerciorarse el funcionamiento del OLTC, de tal manera que pueda operar de modo remoto y local.
- h) Corroborar que no exista alarma en los dispositivos de protección.
- i) Verificar el funcionamiento correcto del sistema de enfriamiento del transformador.

Para el caso del sistema de refrigeración se recomienda inspeccionar la operatividad del mismo, esto consiste en la verificación del funcionamiento de ventiladores y bombas, existencia de un ruido anormal en dichos componentes, exceso de vibración en los ventiladores, ruido, verificación de modo automático en el gabinete de control.

Cuando se está familiarizado con el equipo, en algunos casos se puede percibir algún ruido anormal durante la operación. Las siguientes son las causas posibles de ruido no común:

- a) Aumento o disminución de la frecuencia en relación a la nominal del equipo.
- b) Defecto en el mecanismo de ajuste del núcleo.
- c) Aflojamiento de piezas de anclaje, en la base del equipo.
- d) Ruido anormal por descarga estática, debido a partes metálicas carentes de tierra o por imperfección en la red de tierra [15].
- e) Operación por encima del voltaje nominal (sobre excitación del núcleo)

La ejecución de esta tarea debe realizar el personal a cargo de mantenimiento o el personal de operación de la subestación y se deberá incluir un registro de estos parámetros en bitácoras, el cual servirá de referencia a los técnicos especialistas en mantenimiento, en el anexo G1 se muestran un ejemplo de protocolo para las actividades que se ejecutan a diario.

Por otra parte los parámetros más importantes que se deben considerar en esta actividad son temperatura y carga, ya que cualquier alteración debe ser motivo de investigación en base a ello se recomienda corroborar temperatura con la técnica de termografía infrarroja y verificar el estado del sistema de refrigeración, ya que cualquier anomalía puede reducir la vida útil del transformador o causar defectos serios.

En cuanto a las inspecciones periódicas y actividades de mantenimiento las realizan personal calificado, estas se ejecutan en un periodo determinado en dependencia de la condición y el grado crítico del equipo, y se deben efectuar detalladamente y únicamente cuando el transformador este fuera de servicio. De igual manera estos deben contener un registro este contiene la información básica como características del equipo, año de instalación, lugar, etc. Además de incluir los mantenimientos y reparaciones efectuadas desde el momento de operación.

En el anexo G2 muestra las inspecciones y actividades de mantenimiento que se aplican a los transformadores de potencia y distribución el cual se pueden realizar con el transformador en servicio (on line) y con el transformador des energizado (off line).

- **Materiales y equipos de trabajo para el mantenimiento.**

Los materiales e insumos que se requieren al momento de aplicar un mantenimiento difieren en cuanto a ubicación, tipo, tamaño y tipo de construcción del transformador, por otra parte las herramientas y equipos de trabajo son indispensable para facilitar las actividades en la tabla 26 se nombran las herramientas básicas que se utilizan en el mantenimiento por tipo de actividad. Por otra parte los equipos más comunes que se emplean para la ejecución de pruebas de campo y de fábrica se nombran a continuación:

Delta 2000: Es un sistema automático de diagnóstico de aislamiento de 12-kV para evaluar las condiciones del aislamiento eléctrico en máquinas de alto voltaje como transformadores. Este equipo puede evaluar las siguientes pruebas: Factor de potencia, corriente de excitación, medición de la capacitancia y relación de transformación.



Figura 29. Equipo para la medición de factor de potencia Delta 2000 de la marca Megger.

FRANEO 800: Se desarrolló para probar la integridad mecánica y eléctrica de los transformadores de potencia después del transporte o de la exposición a altas corrientes de falla. Utiliza el principio de análisis de respuesta en frecuencia de barrido y mide la función de transferencia eléctrica en una amplia gama de frecuencia.



Figura 30. Equipo para Análisis de la Respuesta de Frecuencia marca Onmicron,

MITI 1525: Determina la resistencia de aislamiento entre devanados a través de la inyección de corriente continua el cual puede suministrar una tensión de CC de hasta 15 kV y medir hasta 30 tera ohmio de resistencia.



Figura 31. Equipo para medición de resistencia de aislamiento marca Megger

DLRO 10X: ohmímetro digital para resistencias bajas, el cual se emplea para medir los valores de resistencia de los devanados. Este instrumento es totalmente automático, que seleccionan la corriente de prueba más idónea, de hasta 10 A de c.c., para medir resistencias desde 0,1 $\mu\Omega$ hasta 2000 Ω , en uno de siete rangos posibles.



Figura 32. Equipo para medir resistencias de bajo valor.

OTS100AF: Este equipo se utiliza en laboratorio para realizar los ensayos de rigidez dieléctrica del aceite, el cual suministra tensiones de pruebas de hasta 100 kV, siendo una herramienta muy útil para el diagnóstico de aceite en transformadores de potencia.



Figura 33. Equipo para ensayos de rigidez dieléctrica marca Megger

Tabla 26. Insumos y equipos necesarios para el mantenimiento.

Actividad	Equipos y herramientas
Despejes de líneas para desenergizar el equipo	Radio comunicador o cualquier medio de comunicación
Delimitar área de trabajo	Equipos de protección personal
Mantenimiento OLTC, Sistema de refrigeración ,sistema deshidratador, Bushing, equipos de protección auxiliares	Herramientas básicas, hilaza, megger, barniz, extractor de rodamientos, extractor de ruptor, manguera, bomba de extracción de aceite, barriles, sílica gel, multímetro, detergente, alcohol, grasa contacto, empaquetaduras, silicón
Pruebas y ensayos de campo	Equipos de medición Higrómetro, extensión eléctrica, cable para cortocircuitar terminales, herramientas básicas, recipiente para muestras
Desgasificación del aceite	Maquina procesadora de aceite, mangueras, flashing, acoples, teflón

- **Hojas de control o de check list**

Desde que un transformador se pone en servicio es de vital importancia llevar un control de parámetros de funcionamiento, esto con el objetivo de conocer las condiciones en las que opera, en el anexo G1 muestra un formato de control de inspección diaria el cual detalla los datos generales del equipo a través de un check list, cabe destacar que este control lo puede llevar a cabo el operador de subestación o personal de mantenimiento de turno, por otra parte análogamente se puede llevar este control para las actividades que se realizan durante el mantenimiento.

- **Cronograma de Actividades de Mantenimiento**

En la tabla 27 presenta un cronograma de actividades de mantenimientos para cada uno de los componentes del transformador, el cual muestra las características del equipo y los intervalos de pruebas y mantenimiento que se realizan según sea el caso. En el anexo G3 se describen los protocolos de actividades de mantenimiento así como los formatos de pruebas, de igual manera en el anexo I muestran ejemplos de pruebas y ensayos que se aplican a este tipo de equipos, cabe recalcar que los criterios de aceptación según normativas de cada una de las pruebas se muestran en el capítulo 2.

Tabla 27. Tabla de control de mantenimiento

DATOS TÉCNICOS DEL EQUIPO																								
Código	Ubicación	Nº de serie	Potencia nominal (kVA)	Nº de fases	Tensión nominal de lado 1 río y 2 río (kV)	Corriente nominal de lado 1 río y 2 río (A)	Grupo vectorial	Tipo de refrigeración																
INTERVALO DE EJECUCIÓN	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO												PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO											
	TI	IG	IGC	VFA	CSG	IMRT	MB	MOLTC	MDPP	MSR	CRM	CED	ERDA	RCC	IE	RA	TTR	RD	AGD	AFQA	FP	C1 Y C2	SFRA	
Mensual	X	X	X		X																			
Trimestral				X									X											
Semestral						X	X	X		X				X	X	X	X	X						
Anual									X		X	X							X	X	X	X	X	

LEYENDA: Mantenimiento programado: X Mantenimiento ejecutado: ✓

<p>TI: Termografía infrarroja</p> <p>IG: Inspecciones generales</p> <p>IGC: Inspección de gabinetes de control</p> <p>VFA: verificación de fugas de aceite</p> <p>CSG: Cambio de sílica gel</p> <p>IMRT: Inspección y medición de red de tierra</p> <p>IRT: Inspección y medición de red de tierra</p> <p>MB: Mantenimiento a los bushing</p> <p>MOLTC: Mantenimiento al OLTC</p>	<p>MDPP: Mantenimiento a los dispositivos de protección propia.</p> <p>MSR: Mantenimiento sistema de refrigeración</p> <p>CRM: Cambio de rodamiento a motores</p> <p>CED: Cambio de empaques defectuosos</p> <p>RDA: Ensayo de rigidez dieléctrica al aceite</p> <p>RCC: Reactancia de cortocircuito</p> <p>IE: Corriente de excitación</p>	<p>RA: Resistencia de aislamiento</p> <p>TTR: Relación de transformación</p> <p>RD: Resistencia de devanados</p> <p>AGD: Análisis de gases disueltos al aceite.</p> <p>AFQA: Análisis físico-químico al aceite</p> <p>FP: Factor de potencia al aislamiento</p> <p>C1 y C2 Medición de capacitancia a los bushings</p> <p>SFRA: Prueba de análisis de respuesta de frecuencia</p>
--	--	---

3.5.1 Normas de Seguridad antes de Realizar el Mantenimiento

Es importante mencionar que el personal a cargo del mantenimiento debe de contar con las medidas de seguridad y con los medios de protección personal adecuados para cada labor, por otra parte las pruebas se deben realizar con el transformador fuera de servicio, y ejecutando una serie de medidas para la seguridad del personal que realiza el mantenimiento, estas son:

- a) Solicitar el despeje de las bahías de alta y baja tensión (para transformadores de potencia) esto con el objetivo de desenergizar el equipo.
- b) Verificar que los elementos de maniobras como seccionadores e interruptores de las bahías de alta y baja tensión del transformador estén fuera de servicio y abiertos respectivamente.
- c) Aterrizar sólidamente a tierra los circuitos de las líneas despejadas, así como garantizar el bloqueo mecánico de los interruptores y o seccionadores.
- d) Delimitar el área de prueba con cintas de precaución al momento de realizar trabajos.
- e) Conectar a tierra momentáneamente los devanados a probar por unos 10 minutos, esto para eliminar cargas remanentes que puedan atentar contra el personal, además de permitir errores en los valores de medición.
- f) Desconectar de la línea o barra las terminales del transformador.
- g) Disponer de recursos auxiliares como son herramientas, cables, mesa de prueba etc.
- h) Los extintores de incendio deben ser suministrados para usarlos en caso de emergencia. Debe tenerse uno en la parte superior del transformador cuando se estén haciendo trabajos sobre el tanque [15].

Es importantes que en antes de la ejecución del mantenimiento el tanque, todos los devanados y bushing del transformador debe ser conectado a tierra a menos que se estén haciendo pruebas eléctricas. Esto reduce la posibilidad de descargas estáticas, que pueden resultar peligrosas para el personal, llegando incluso a producir fuego y explosiones [15].

3.5.2 Recomendaciones para la Ejecución del Mantenimiento.

Para el caso de pruebas de funcionalidad a los motores que componen el sistema de refrigeración, se debe asegurar que se ha desconectado todas las fuentes de potencia auxiliares, así como la de tener precaución al momento de realizar pruebas de asilamiento a cables y motores.

- **Recomendaciones para pruebas de campo**
 - a) No abrir cubiertas en las que el equipo pueda estar expuesto en las que las condiciones climáticas puedan cambiar rápidamente, y preferiblemente que la humedad relativa no sea superior a 85.
 - b) Cambiar las juntas y sellos defectuosos.
 - c) Al momento de la inspección interna, no entrar con ropa sucia o húmeda y usar zapatos de goma de nitrilo, y traje esterilizado, esto para evitar el ingreso de agentes contaminantes dentro del equipo.
 - d) Antes de introducir el aceite a la cuba del transformador, se recomienda efectuar mediciones para corroborar si el contenido de humedad no se encuentra mayor a 50 ppm, por otra parte el aceite que se introduzca en el transformador este deshidratado y desgasificado, de igual manera que la rigidez dieléctrica del mismo este en valores aceptable.
 - e) Para el cableado de los sistemas auxiliares se recomienda hacer pruebas de aislamiento a 500 Voltios.
 - f) Para el caso de equipos cuyo sistema de refrigeración es OFAF se inspecciona el sistema de mando y fuerza de las bombas, así como la verificación de que las mismas estén trabajando de manera adecuada al momento de poner en servicio el transformador.
 - g) En transformadores nuevos se realiza prueba de presión, ingresando nitrógeno o aire seco (Presión positiva aproximadamente de 3 a 5 psi) a la cuba del transformador. Se deja reposar unas horas, si la presión no varía es un indicativo de que no existe fuga en las empaquetaduras del transformador. (prueba de estanqueidad)

- **Después del mantenimiento.**
 - a) Retirar tierras locales en ambas bahías (alta y baja del transformador) del transformador.
 - b) Retiro de las herramientas, equipos, materiales y personal del lugar de trabajo.
 - c) Normalización de seccionadores y seccionadores.
 - d) Energizar el transformador sin carga, anexar carga de forma paulatina.
 - e) Permanecer hasta que el transformador este energizado para verificar la operación correcta de este.

- **Controles y medidas para la puesta en marcha del Equipo Después del Mantenimiento.**

Una vez aplicado todos los protocolos de pruebas y realizadas todas las inspecciones y actividades de pruebas en el transformador, la tabla 28 muestra los controles de puesta en servicio antes de la puesta en marcha de estos equipos, sin embargo se debe seguir las siguientes recomendaciones:

- a) Coloque la posición de tomas del conmutador conforme a la tensión de línea de la barra de alimentación del transformador
- b) Antes de poner en servicio verificar el mecanismo y la posición del OLTC, este debe operar de modo local y remoto.
- c) Una vez energizado el transformador, se debe espera un momento para cargarlo, cabe mencionar que la carga se debe anexar de forma graduada, y observar el comportamiento del equipo durante una hora después de que haya sido cargado.
- d) Se debe mantener bajo observación durante un cierto tiempo (24 horas) y asegurar que esté en condiciones normales [15].

Tabla 28. Controles antes de la puesta en servicio de transformadores de refrigeración tipo ONAN/ONAF

Componente	Descripción
Radiadores	-Las válvulas entre el radiador y la cuba deben siempre estar abiertas tanto en la parte inferior y superior. Las válvulas de suministro y de descarga deben permanecer cerradas. -Verificar que no haya fugas de aceite después de la instalación.
Colector cuba - conservador	-Corroborar las aperturas de las válvulas de intercepción del relé buchholz.
Sistema deshidratador	-Verificar que los secadores estén correctamente instalados, así como la restauración de la sílica gel.
Conmutador	-Verificar que la posición del conmutador este de acuerdo a la tensión requerida.
Circuitos auxiliares y accesorios instalados	-Verificar el correcto funcionamiento de los instrumentos auxiliares instalados, así como la correcta configuración de cableado de dichos dispositivos según diagrama proporcionados por el fabricante.
Ventiladores	-Configurar el selector en el gabinete para el control de los ventiladores en modalidad "manual" para corroborar la dirección el flujo de aire, luego seleccionar el modo automático.
Conexiones	-Garantizar el correcto par de apriete de todas las conexiones y/o barras. -Verificar concordancia del grupo de conexión del transformador con las líneas del lado primario y secundario, de ser necesario usar fasímetro.
Toma de Tierra	-Asegurarse que el transformador esté correctamente conectado a tierra.
Aceite Aislante	-Realizar medición de la rigidez dieléctrica.
Tanque de expansión	Verificar en el medidor de aceite que este se encuentre en los niveles permisibles.

3.5.3 Diagnóstico Y Corrección de los Principales Eventos que se Presentan Durante la Operación de los Transformadores.

Durante la operación de estos equipos, principalmente en los transformadores de potencia pueden ocurrir eventos que directamente no pueden dañar el equipo, sin embargo, si no se le presta atención, con el trascurso del tiempo se pueden convertir en fallas incipientes que puedan provocar daños al mismo, es por ello que en la tabla 29 se muestran las causas y posibles soluciones de las distintas incidencias que se puede presentar en un transformador durante su operación.

Tabla 29. Corrección de errores durante operación del transformador

Síntomas	Posibles causas	Posibles soluciones
Elevación de temperatura en aceite y devanado.	<ul style="list-style-type: none"> -Ventilación inadecuada. -Válvulas cerradas. -Bombas a aceite y ventiladores no funcionan. -Sobrecarga. -Bajo nivel de aceite. 	<ul style="list-style-type: none"> -Verificar operación del sistema de enfriamiento. -Corroborar nivel de aceite en el tanque de expansión. -Cargar el transformador de acorde a tablas que recomienda la IEEE.
Exceso de ruido y vibración	<ul style="list-style-type: none"> -Sobreexcitación del núcleo. -Flojedad en las piezas de sujeción de núcleo y bobinas. 	<ul style="list-style-type: none"> -Verificar voltaje y frecuencia de alimentación. - realizar pruebas para corroborar integridad mecánica, aplicar medidas correctivas*.
Disparo de interruptor.	<ul style="list-style-type: none"> - Falsos contactos en dispositivos de protección propia. - pérdida de asilamiento en cableado de dispositivos auxiliares. - cortocircuitos externos. - Flojedad de las conexiones eléctricas a los bushing. 	<ul style="list-style-type: none"> -Verificar funcionamiento de dispositivos de protección propia (ver tabla)*. -Reacondicionar coordinaciones de protecciones. - Fallas en acometidas o pérdidas de aislamiento de las mismas, de ser así, aislar el circuito.- Corroborar apriete de pernos*

*Con el transformador fuera de servicio

CONCLUSIONES

Las causas más recurrentes en los transformadores de potencia y distribución siendo estas, fallas como sobrecargas, fallas en el aislamiento, sobre voltajes de origen atmosféricos y fallas el OLTC las que mayormente se manifiesta en estos equipos. Por otro parte la mayoría de fallos irreversibles que se presentan en los transformadores se relacionan con la calidad y estado del aislamiento es por ello que se debe implementar medidas que eviten el deterioro del sistema de aislamiento

A través de la implementación de un plan de mantenimiento en conjunto con la aplicación de pruebas de diagnóstico y monitoreo de parámetros de funcionamiento en todas las etapas de operación del equipo se logran disminuir las averías en estos equipos, de igual manera contar con procedimientos, manuales e instructivos de operación para el personal de operación y mantenimiento de estos equipos.

Durante la operación de estos equipos, independiente del tipo de transformador se debe mantener un monitoreo diario de parámetros como temperatura del devanado y aceite y la carga que suministra el transformador esto con el fin de evitar degradación en el aislamiento sólido por tanto los equipos puedan fallar prematuramente.

El empleo de la técnica de termografía complementa el mantenimiento detectado anomalías que no se perciben a simple vista, para luego emplear acciones correctivas garantizando hasta cierto punto la continuidad de servicio.

RECOMENDACIONES

La instalación de equipos de monitoreo en línea para vigilar las condiciones internas del equipo en toda su etapa de operación ayudaran a prevenir fallas graves al equipo, tal es el caso de equipos que detectan las formaciones de fallas insipientes a través del monitoreo de gases claves que se formas en el aceite, esto tiene como ventaja tomar medidas a tiempo antes de una falla mayor. Un ejemplo de ellos es el monitoreo en línea de ADG de Calisto, el cual es un equipo que monitorea la formación de gases durante la operación del transformador el cual se podrá interpretar mediante análisis como triángulo de Duval, relaciones de Rogers, tasa de generación de gases de la ANSI C57.106 .

Es importante capacitar al personal técnico de manera constante para que puedan desempeñar de manera eficiente y segura los trabajos de inspección y mantenimiento a los transformadores. Dicho personal deberá aprender a seguir las instrucciones descritas en los formatos de seguridad y maniobras que se encuentran en el plan de mantenimiento.

Para la ejecución de pruebas de campo es importante tener en cuenta la temperatura ambiente y del equipo al momento de ejecutarla, estas se deben corregir para poder referenciarlas a una misma base y poder aplicar las normativas correspondientes que establecen los fabricantes, de lo contrario se podría interpretar resultados erróneos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. A. Jardini. Vida de Transformadore De Potencia Sumergidos en Aceite. Correlación Entre La Vida Y La Temperatura.
- [2] R. Martínez. Jefe De Sección De Transformadores de Potencia ENATREL. [Entrevista]. Agosto 2019.
- [3] Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil Inmersed Transformers. IEEE Std C57.91.
- [4] M. J. Raúl, Diseño De Subestaciones Eléctricas.
- [5] Institute of Electrical And Electronics Engineers, Inc. IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution,Power, and Regulating Transformers.
- [6] Transformer Maintenance Institute, Guia de Mantenimiento de Transformadores, 3ra Ed., S,D, Mayers Inc, 2005.
- [7] Asociación Española de Normalización y Certificación AENOR. Transformadores de Potencia : Parte 11 Tipo Seco. Norma IEC 60076-11, 2004-2005.
- [8] J. Julian, O. J. Amancio y M. Hilario, Operación y Mantenimiento de Trasnformadores de Potencia, Ciudad de Mexico: Centro Nacional de Capacitacion Zelaya, Comision Federal de Electricidad CFE.
- [9] B. María, Analisis Técnico y Económico de la Recuperacion de Aceites Dielectricos con Tierra Fuller y Deslodificación de los Bobinados en Trasnformadores, Guayaqui Ecuador: Escuela Superior Politecnica del Litoral, 2005.
- [10] A. M. José y G. Ángel, Estudio de La Capacidad de Carga Segura en Trasnformadores de Potencia, Madrid: Universidad Carlos III De Madrid, 2010.
- [11] O. Hernandez, Introduccion a Transfromadores, Habana Cuba: Universidad de Cuba, 2005.
- [12] Asociación Española de Normalización Y Certificación AENOR. Guia de Aplicación de Transformadores de Potencia. Norma IEC 60076-8, 2002.
- [13] Stromber. Manual de Operacion y Mantenimiento.
- [14] Instituto Nicaraguense De Energia INE, Manual de Transformadores de Distribución.
- [15] ABB. Operación y Mantenimieinto de Transformadores de Potencia,» 2007.
- [16] I. Reyes Pérez, Procedimiento para Realizar e Interpretar la Cromatografia de Gases de Transformadores de Potencia, Mexico D.F. 2010.
- [17] O. Hernández. Normas para Pruebas de Aceites. Curso De Normativas de Transformadores. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, 2016.
- [18] D. F. Alvarado. Elaboración de un Plan de Mantenimiento Preventivo de los Equipos Críticos de las Principales Subestaciones de las Empresas de Energía de Boyacá S.A. 2017.

- [19] M. Suárez, Evaluación del Riesgo de Incendio de un Transformador. Universidad de Madrid III.
- [20] F. Qianqian, Determinación de la Máxima Sobrecarga Admisible de Corta Duración en un Transformador, Madrid España: Universidad de Carlos III de Madrid.
- [21] R. Agustín, J. Leonardo Y J. Víctor, Análisis de las Principales Fallas en los Transformadores de Distribución Marca "Latinos", U. C. "A. D. L. Villas. Habana Cuba: XVII Simposio Internacional De Ingeniería Eléctrica SIE, 2017.
- [22] R. Edwin, Detección de Averías en Cambiadores en Tomas Bajo Carga de Transformadores Basados en Patrón De Vibraciones, Leganés: Universidad de Carlos III de Madrid, 2009.
- [23] SEA. Instrucciones para la puesta en Servicio, el Uso y Mantenimiento de Transformadores de Potencia SEA,» 2014.
- [24] OMICRON. Soluciones de Diagnóstico para Transformadores de Potencia. 2013.
- [25] MEGGER. Pruebas Eléctricas para Puesta en Marcha y Mantenimiento de Transformadores. 2010.
- [26] F. Nuñez, Guía para el Mantenimiento de Transformadores de Potencia, Guayaquil Ecuador, 2004.
- [27] R. Diego Y T. Ariel. Seminario Teórico-Práctico Pruebas de Diagnóstico de Transformadores de Potencia. Anxor Ingeniería S.A. 2016.
- [28] MR. Conmutadores Bajo Carga MR.
- [29] Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil Immersed Transformers.
- [30] M. -. García, D. Santiago Y O. Areu. Mantenimiento a Transformadores de Potencia; su Análisis en el Caso de una Central Termoeléctrica Cubana. 2010.
- [31] AVO Internacional , Medición de La Resistencia de Tierra, Dallas TEXAS.
- [32] M. J. Raúl. Diseño de Redes de Tierra en Subestaciones Eléctricas.
- [33] ABB. Cambiador de Toma en Carga Tipo VUCG, Guía de Mantenimiento.
- [34] ABB. Montaje y Energización de Transformadores de Potencia. Manual de Usuario 2007.
- [35] García Montané. Sistema de Monitoreo y Diagnóstico para Transformador de Fuerza de una Central Termoeléctrica Cubana. Mayo 2017.
- [36] ABB Conmutadores Bajo Carga. 2015.
- [37] Asociación Española de Normalización y Certificación AENOR. Transformadores de Potencia. Aptitud para Soportar Cortocircuitos. Norma IEC 60076-5.

GLOSARIO

- 1. Transformador de distribución:** Es el transformador monofásico o trifásico cuya tensión nominal primaria es igual o menor a 69 kV y su potencia nominal menor a 500 kVA.
- 2. Transformador de potencia:** Es el transformador monofásico o trifásico en el que su potencia es mayor a 500 kVA.
- 3. Auto transformador:** Es un transformador especial en el que los devanados primarios y secundarios están unidos en un punto común. A partir de esta característica, las tensiones primaria y secundaria no están aisladas entre sí.
- 4. Cambiador de derivaciones bajo carga (OLTC):** Está diseñados para ajustar la relación de transformación y obtener un voltaje de salida (voltaje del secundario) constante de tal manera que cuando el transformador es sometido a carga, este realice las operaciones sin interrupciones.
- 5. Cambiadores de derivaciones sin carga:** Su sistema de operación se realiza mediante forma manual y su uso es únicamente operarlos sin carga.
- 6. Termómetros:** El dispositivo llamado imagen térmica evita que los transformadores sean sometido a elevaciones de temperatura inadmisibles, envíe señales de alarma o disparo, de igual manera los ajustes de las agujas se utilizan para enviar señales de control para el activar el mecanismo de refrigeración (ventiladores).
- 7. Indicador del nivel del aceite:** Este refleja el nivel del aceite de la cuba y tanque de expansión, y en el caso que el nivel sea bajo, este brindará una señal de alarma o disparo.
- 8. Relevador de sobrepresión:** Protege contra daños mecánicos de la cuba del transformador, este mecanismo al momento de una falla interna libera la presión del aceite a través de un diafragma o un resorte ajustado prefijado a un nivel de presión.
- 9. Relé de presión súbita:** Para ello estos tipos de relés cuentan con una estructura especial que solo opera en caso de cambios de presiones bruscas.
- 10. Relé de flujo:** Se encuentra localizado entre el depósito del conmutador bajo carga y el tanque de expansión, siendo activado por un caudal de aceite que se produce por alguna falla en el conmutador.

- 11. Relé buchholz:** Actúa a partir del desprendimiento de gases en el aceite provocados por y su función es atrapar burbujas de gas, enviando una señal de disparo o alarma para proteger al transformador.
- 12. Clase térmica o incremento de temperatura del devanado:** Es la diferencia de temperatura máxima que se permite entre el devanado y el medio ambiente, para operar a capacidad nominal sin provocar el deterioro de los materiales aislantes.
- 13. Relación de transformación:** es el cociente entre el número de vueltas del arrollamiento primario y el devanado secundario.
- 14. Potencia nominal:** Es la energía que puede transferir el transformador en su devanado secundario sin exceder sus límites de incrementos de temperatura operando a frecuencia, voltaje y corriente nominal
- 15. Tensión nominal:** Son los valores efectivos de las tensiones primarias y secundarias para las cuales están diseñados los devanados del transformador.
- 16. Corriente nominal:** Son las corrientes máximas que circulan a través de los devanados cuando el transformador es alimentado a su voltaje nominal y se conecta a plena carga.
- 17. Frecuencia nominal:** Es la frecuencia a la que se diseñó el transformador y esta debe coincidir con la frecuencia del sistema para su operación.
- 18. Número de fases:** Indica el número de fases a la cual va a operar el transformador, la gran mayoría de transformadores instalados son trifásicos.
- 19. Porcentaje de impedancia:** Es la caída de tensión expresada en porcentaje que se produce en la impedancia interna del transformador cuando circula la corriente nominal por los devanados.
- 20. Sílica gel:** La sílica gel es una sustancia de aspecto cristalino, porosa, inerte, no tóxica e inodora, químicamente estable e insoluble en agua o en cualquier otro solvente.
- 21. Parte activa:** Se conoce por parte activa al conjunto de elementos que hace posible el funcionamiento de un transformador, estos están formados por devanados, núcleo magnético y el cambiador de derivaciones.
- 22. Devanado:** son los arrollamientos o conjunto de espiras formado por un hilo conductor de cobre o aluminio.

- 23. Núcleo magnético:** es el conjunto de laminaciones construidas de material ferromagnético, sobre el cual van montados los devanados.
- 24. Tanque o cuba:** Es donde se aloja la parte activa, se puede decir que es la estructura el cual debe proteger eléctrica y mecánicamente la parte activa así como soportar los aisladores, radiadores de refrigeración, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios.
- 25. Sistema de respiración Sílica gel:** El de forma granular y porosa de dióxido de silicio fabricado sintéticamente a partir de silicato sódico, es un elemento que absorbe humedad.
- 26. Convección:** es el fenómeno que presenta los fluidos debido a la diferencia de densidades que originan al calentarse, la densidad de flujo disminuye al aumentar la temperatura generando un intercambio de calor a medida que el aceite caliente se desplaza hacia la parte superior.
- 27. Convección forzada:** Con el objetivo de aumentar la transmisión de calor, la velocidad del fluido debe ser mayor el cual se logra instalando bombas para obligar al aceite a fluir sobre la superficie del devanado y núcleo.
- 28. Conducción:** es el proceso por el cual se transmite calor, mediante la conducción de calor de la bobina al aceite y del aceite a las paredes de la cuba del transformador
- 29. Pirolisis:** Es la descomposición química de materia orgánica y todo tipo de materiales causada por el exceso de temperatura.
- 30. Celulosa:** Lo constituye la materia prima del papel y de los tejidos de fibras naturales
- 31. Radiación:** todos los cuerpos irradian energía constantemente en forma de ondas electromagnéticas a través de un medio natural.
- 32. Lado primario:** Se le designa lado primario al devanado del transformador en el cual se conecta la fuente de alimentación.
- 33. Elemento bimetálico:** Dispositivo consistente en la unión de dos metales de distintos coeficientes de dilatación
- 34. Lado secundario:** Se refiere al devanado del transformador al que se le conecta la carga

- 35. Devanado terciario:** hace referencia a los transformadores de tres devanados, por lo general este es conectado en delta cuyo objetivo es atrapar las corrientes armónicas de tercer orden.
- 36. Taps:** Se hace referencia a las conmutaciones que realiza el cambiador de carga en sus distintas posiciones.
- 37. Coeficiente de absorción dieléctrica:** es la relación de 60 segundos con respecto a 30 segundos al momento de realizar la prueba de resistencia de aislamiento.
- 38. Índice de polarización:** Se define como la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 10 minutos sobre 1 minuto después de aplicada una tensión de corriente directa de prueba.
- 39. Grado de polimerización:** Es una medida adimensional para cuantificar el estado mecánico del papel, mientras mayor sea el grado de polimerización, más largas es la longitud de las moléculas de la celulosa y la fortaleza mecánica del papel
- 40. Sistema de puesta a tierra:** Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico que se conectan a la carcasa metálica de los equipos u otros componentes con el terreno siendo este de menor resistencia posible.
- 41. Fallas incipientes:** Es una descarga intermitente que se localiza en una porción de un medio aislante como el papel y el aceite, sometido a un gradiente de tensión que resulta una ionización.
- 42. Izamiento del transformador:** Se refiere al levantamiento del equipo por medio de cables y grúas para desplazarlo de un punto a otro.
- 43. Función de transferencia:** Es un modelo matemático que a través de un cociente relaciona la respuesta con una señal de entrada de un sistema.

ANEXOS

Anexo A

Tensión de cortocircuito o de impedancia

El valor de la impedancia del transformador debe tomarse en cuenta a la hora de realizar acoples para que no existan desbalances a la hora de aplicarle carga al banco de transformadores. También indica la eficiencia y calidad del transformador, ya que mientras más es el valor de la impedancia, mayores serán sus pérdidas, aunque esto no siempre es así. En los ensayos de laboratorio la tensión de cortocircuito es la tensión necesaria para hacer circular la corriente nominal a través de los devanados cuando uno de ellos está en cortocircuito. Otra forma de interpretar sería el porcentaje en la caída de tensión nominal a lo largo de la impedancia interna del transformador cuando este opera a capacidad nominal.

La siguiente tabla indica el porcentaje de impedancia que deben de tener los transformadores en dependencia de su capacidad, según la norma IEC [37].

Tabla A- 1. Valores de impedancia para transformadores de potencia

Potencia nominal (kVA)	Mínima impedancia de cortocircuito a corriente nominal (%)
Hasta 630	4,0
631 – 1 250	5,0
1 251 – 2 500	6,0
2 501 – 6 300	7,0
6 301 – 25 000	8,0
25 001 – 40 000	10,0
40 001 – 63 000	11,0
63 001 – 100 000	12,5
Más de 100 000	Más de 12,5

Nota: Para valores de potencia mayores a 100 000 kVA, el valor de impedancia es un acuerdo entre fabricante y comprador. Para el caso de unidades monofásicas en bancos trifásicos, el valor de la potencia nominal es la trifásica del banco.

Anexo B

Valores de Nivel Básico de aislamiento por impulso en transformadores.

Tabla A- 2. Valores de NBI para transformadores de distribución

Tensión nominal del sistema (kV).	NBI (kV).		
1,2	30	-	-
2,5	45	-	-
5,0	60	-	-
8,7	75	-	-
15,0	95	-	-
25,0	125	150	-
34,5	125	150	200
46,0	200	250	-
69,0	250	350	-

Tabla A- 3. Valores de NBI para transformadores de potencia

Tensión nominal, (kV).	NBI (kV).			
115,0	350	450	550	-
138,0	450	550	650	-
161,0	550	650	750	-
230,0	650	750	825	900
345,0	900	1050	1175	-
500,0	1300	1425	1550	1675
765,0	1925	2050	-	-
115,0	350	450	550	-
138,0	450	550	650	-

Anexo C

Ejemplo de distribución de carga en transformadores en paralelo en función de la impedancia

Se requiere conectar en paralelo 3 transformadores cuyas características con las siguientes:

Transformador 1. $S_1=500kVA$ $\%Z_1 = 6\%$

Transformador 2 $S_2=600kVA$ $\%Z_2 = 6.5\%$

Transformador 3 $S_3=750kVA$ $\%Z_3 = 5.5\%$

El valor mínimo de impedancia de uno de los transformadores es de 5.5%

La potencia máxima que transfiere el transformador 1 es:

$$S_{out} = \frac{\%Z_{min}}{\%Z_1} S_1 = \frac{5.5}{6} 500 = 459 kVA$$

La potencia máxima que transfiere el transformador 2 es:

$$S_{out} = \frac{\%Z_{min}}{\%Z_2} S_2 = \frac{5.5}{6.5} 600 = 508kVA$$

La potencia máxima que transfiere el transformador 3 es:

$$S_{out} = \frac{\%Z_{min}}{\%Z_3} S_3 = \frac{5.5}{5.5} 750 = 750 kVA$$

La potencia total que trasmite el banco es:

$$S_{max} = 559kVA + 508kVA + 750kVA = 1717kVA$$

Anexo D

Métodos para calcular el grado de humedad en relación a temperatura.

D1. Procedimiento del Método de Myers

1. Mediante en equipo Karl Fischer se miden las ppm de agua en el aceite de una muestra tomada en la parte inferior del transformador.
2. Se obtiene la temperatura de la muestra.
3. A esa temperatura se le adiciona 5 °C.
4. Con esta temperatura se determina el “Factor de Myers” en la “Curva de multiplicación de Myers” (Figura A1).
5. Este factor se multiplica por las ppm de agua medidas para obtener el % de humedad en el aislamiento sólido.
6. Para evaluar los resultados se utiliza una tabla.

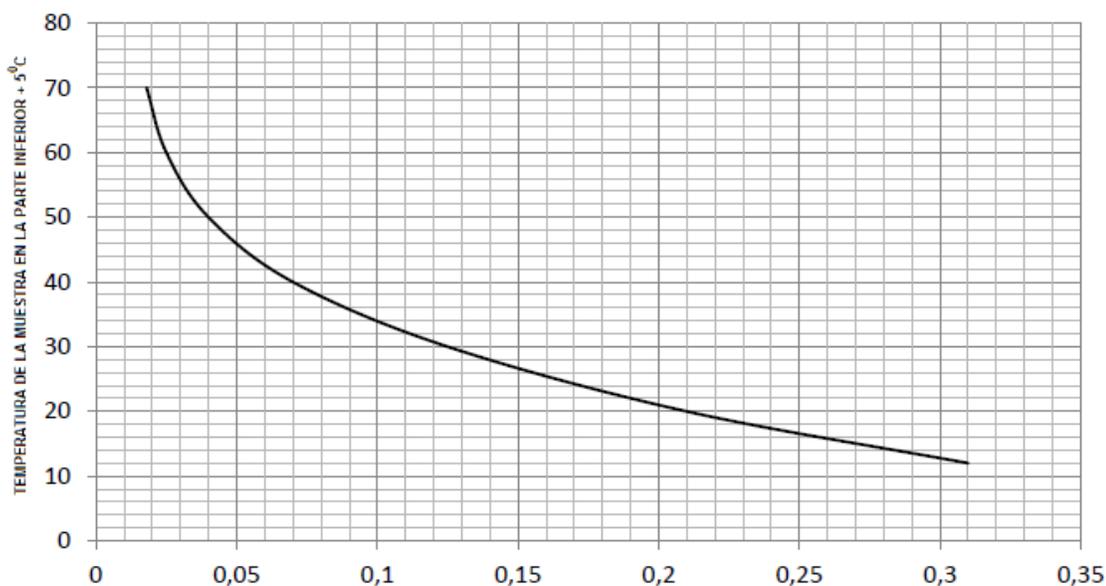


Figura A- 1 Curva de multiplicación de Myers

Tabla A- 4. Interpretación de resultados obtenido de curva Mayers

% de humedad por peso del aislamiento sólido seco	Condición
0-2	Papel seco
2-4	Papel húmedo
>4-5	Papel extremadamente húmedo

D2. Método de la saturación relativa

Con este método se busca el % de saturación relativa de agua en el aceite (SR). Para esto:

1. Se mide la temperatura en las capas superiores del aceite y las ppm de agua en este.
2. Una curva relaciona la temperatura en las capas superiores del aceite con las ppm que contendría el aceite saturado al 100% a como se ilustra en la Figura A2.
3. El % de saturación de agua en el aceite (SR) será las ppm de agua medidas entre las ppm de saturación para la temperatura de las capas superiores del aceite obtenidas en la curva.
4. La evaluación se realiza a través de una tabla.

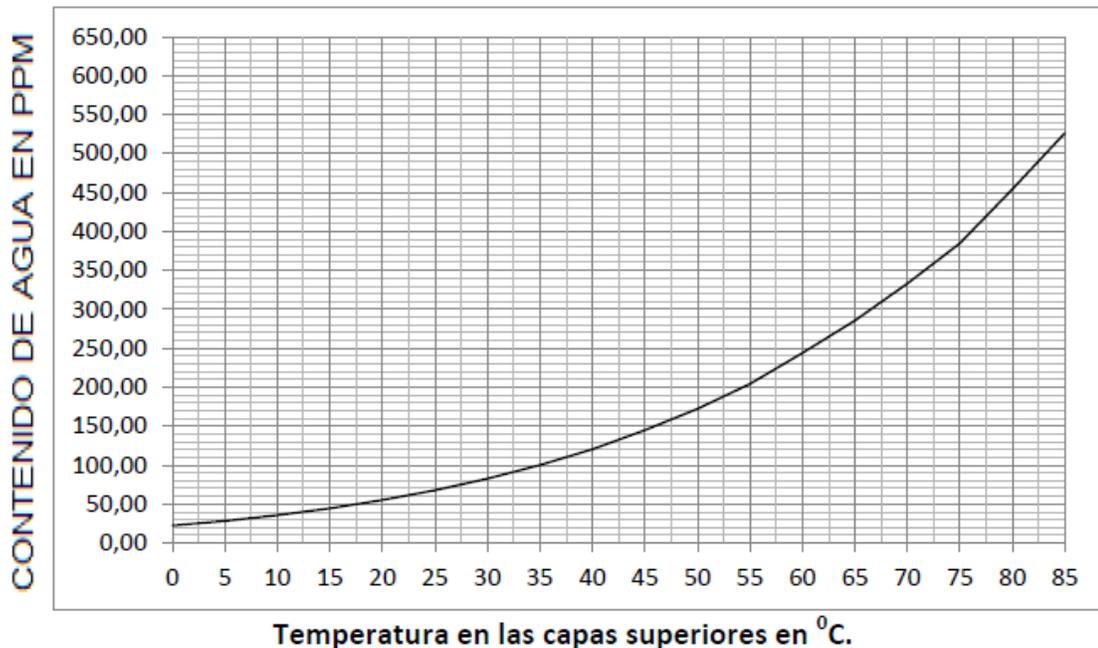


Figura A- 2. Relación entre temperatura y contenido de agua del aceite

Tabla A- 5. Interpretación de resultados por el Método de saturación relativa

Por ciento de saturación de agua en el aceite	Condición
0-5	Aislamiento seco
6-20	Moderadamente húmedo
21-30	Aislamiento húmedo
>30	Aislamiento extremadamente húmedo

D3. Procedimiento para medir humedad del aislamiento a través de la prueba de rocío

El punto de rocío de un gas se puede decir que es la temperatura a la cual la humedad presente (vapor de agua contenido en el gas) comienza a condensarse sobre la superficie de contacto con el gas, a partir de ello se puede determinar la cantidad de agua contenida en él. La cantidad de agua en el papel se determina como una función de la humedad relativa del gas con el cual está en contacto cuando está expuesto [8].

La prueba de rocío se aplica para determinar el grado de humedad que tiene el aislamiento de un transformador, y se emplea principalmente al terminar con el armado del transformador, ya que para esta prueba la cuba del transformador no debe de contener aceite. El procedimiento es el siguiente:

- a) Se realiza vacío hasta alcanzar un valor de 0.1 mm de hg (100 micrones) y se mantiene en esas condiciones por aproximadamente 4 horas.
- b) Al transcurrir ese tiempo, se rompe el vacío con aire seco o nitrógeno, se presuriza a 5 psi y se mantiene en esas condiciones por 24 horas.
- c) Se efectúa la medición del punto del rocío del gas.
- d) Se determina la temperatura del devanado.
- e) Con el punto de rocío medido y la presión del gas, se determina la presión del vapor mediante la figura A-3.
- f) Con la presión de vapor y la temperatura de los devanados o del gas se determina la humedad residual con la figura A-4 [8].

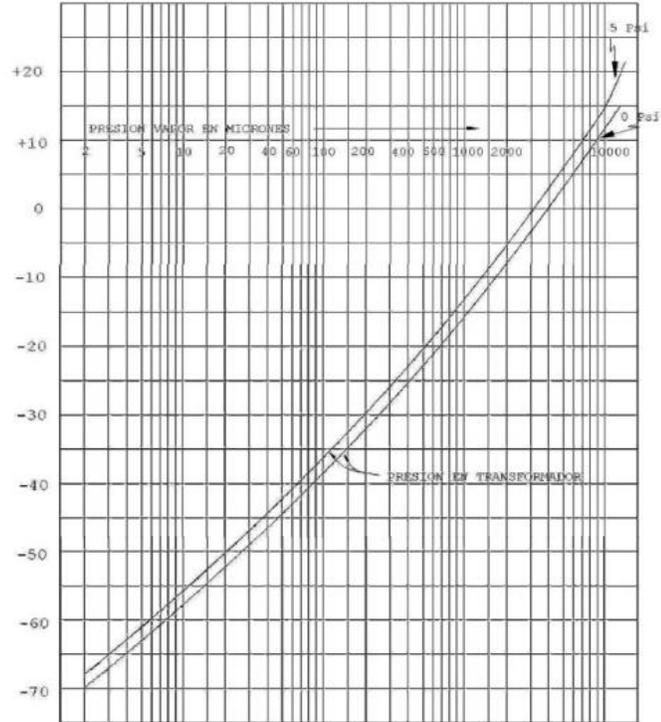


Figura A- 3 Conversión de punto de rocío de un gas a presión de vapor

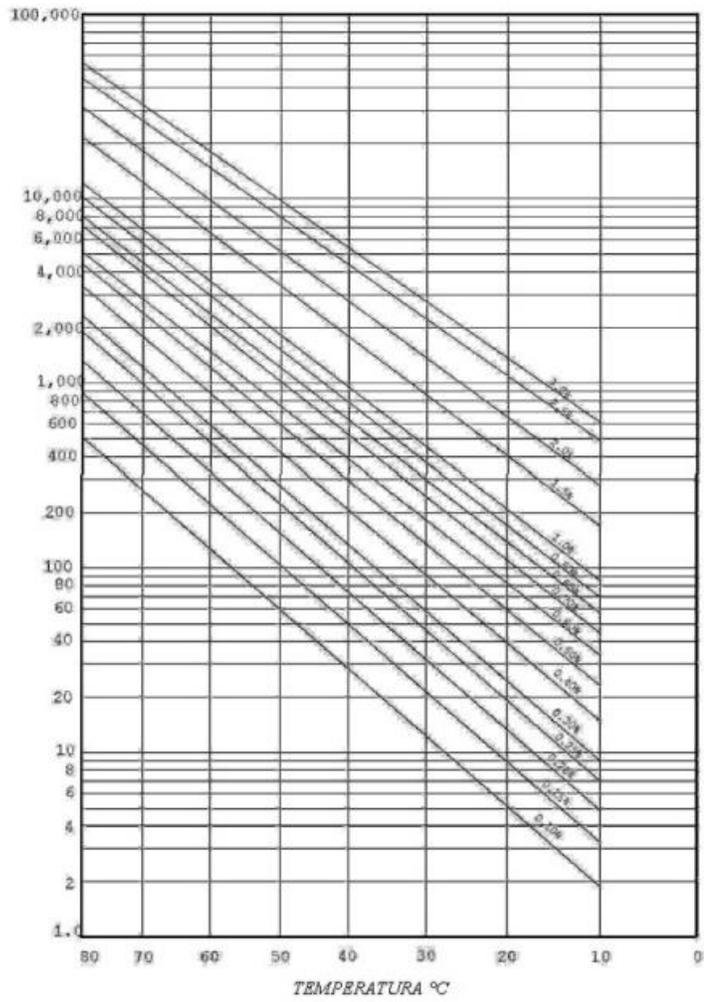


Figura A- 4 Equilibrio de humedad

Anexo E
Técnicas de Análisis de gases disueltos

E1. Recomendaciones a tomar para las condiciones que establecen la IEEE 57.104 y ANSI C57.106 para el ADG.

Tabla A- 6. Análisis de las condiciones según IEEE

Acciones según IEEE C 57.104 y ANSI C57.106			
Condición	Razón TDCG (ppm/día)	Intervalo de muestreo	Procedimiento de operación.
4	>30	Diario	Considerar sacar de servicio. Avisar a fábrica.
	10-30	Diario	
	<10	Semanal	Tomar precauciones extremas. Análisis individual de gases. Plan de interrupción. Avisar al fabricante.
3	>30	Semanal	Tomar precauciones extremas
	10-30	Semanal	Análisis individual de gases
	<10	Mensual	Plan de interrupción Avisar al fabricante
2	>30	Mensual	Tomar precauciones
	10-30	Mensual	Análisis individual de gases
	<10	Trimestral	Determinar en dependencia de la carga
1	>30	Mensual	Tomar precauciones Análisis individual de gases Determinar en dependencia de la carga
	10-30	Trimestral	Continuar con la operación normal
	<10	Anual	

Datos según IEEE PC57.104/D3 [29]

E2. Ejemplo de análisis de gases disuelto por el método de triángulo de Duval.

Supóngase que hay generación de gases con las siguientes ppm.

La cromatografía de un transformador arrojó estos resultados:

Los gases utilizados para el análisis por el triángulo de Duval son:

CH₄ (metano): 1759,97 ppm ----36,5%

C₂H₄ (etileno): 3050,32 ppm ---63,4%

C₂H₂ (acetileno): 17,06 ppm ----0,40 %

TOTAL: 4827,35 ppm

Con los valores en % se lleva a las coordenadas triangulares del triángulo y se obtiene la gráfica mostrada a continuación

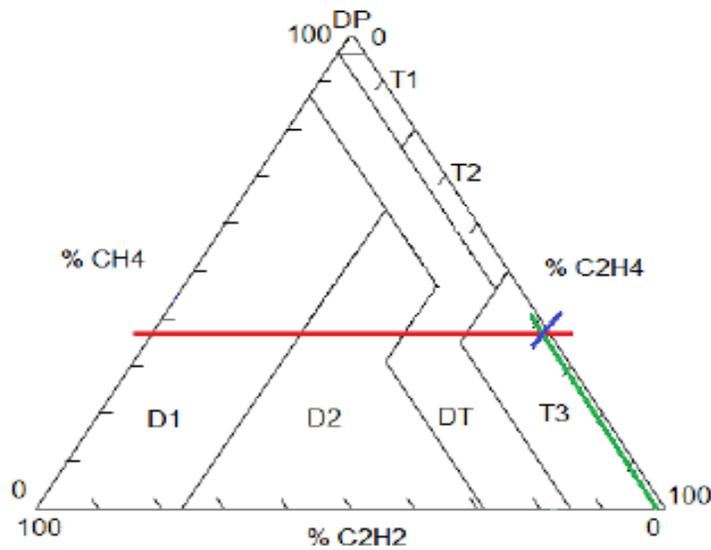


Figura A- 5. Triángulo de Duval

Según las proyecciones en el triángulo de Duval la falla se ubica en el área T3, de acuerdo a la Tabla 20, el transformador sufrió una falla térmica de 700 °C.

Anexo F
Medidas de control para fallas en los dispositivos de protección propias de un transformador

Tabla A- 7. Diagnóstico de fallas en equipos auxiliares

Dispositivo o alarma	Probable causa	Medidas a emplear
Alarma o disparo del relevador de gases	-Presencia de gases. -Relevador vacío -Problema en el cableado (Falsa alarma).	-Verificar nivel de aceite. -Estado del cableado de control. -Apriete de válvula de purgas -Perforación de flotadores -Verificar la combustibilidad del gas.
Alarma y disparo de relé buchholz	-Cortocircuito internos -Flotadores perforados -Cables de control -Falla incipiente -Sobretensiones	-Problemas de diseño -Mala soldadura del flotador -Verificar si presenta corrosión y estado del cableado
Alarma y o disparo por temperatura	-Conexión equivocada de los TC -Falla en el cableado y en los microswitch -Sobrecarga -Cortocircuito de alta energía	-Comprobar el estado de los TC -Revisar el ajuste de los setting de los termómetros -Verificar estado del sistema de enfriamiento. -Monitorear carga del transformador
Alarma de bajo nivel de aceite	-Problemas en el accionamiento mecánico del flotador -Bolsa o membrana rota -Fallas en cables de control o switches.	-Verificar estado mecánico del flotador. -Verificar aislamiento de los cables y operación de los switch
Alarma de sobrepresión	-Falla en el resorte de la válvula de sobrepresión -Falta de calibración del resorte	-Verificar el estado del resorte. -En caso de apertura de válvula, empujar esta hasta que vuelva a su posición normal (resetear).

Anexo G

G1. Protocolo de Inspección diaria

Hoja No _____

Fecha: ____/____/____

Hora de Inicio: _____ Hora de Culminación: _____

Nombre del Responsable Técnico: _____

Empresa: _____

CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO

No. De Serie: _____ Conexión: _____

Potencia Nominal: _____ Grupo Conexión: _____

Tensión Primaria: _____ BIL: _____

Tensión Secundaria: _____ Tipo de Refrigeración: _____

CONTROL DE PARÁMETROS

Voltaje Primario : _____ Corriente (A)

Voltaje Secundario : _____

X1 X2 X3 X0

Potencia Activa (KW) : _____

Factor de Potencia : _____

Temperatura del aceite : _____

Temperatura del Devanado : _____

Temperatura Ambiente : _____

INSPECCIONES GENERALES AL TRANSFORMADOR

SI NO

- | | | |
|--------------------------|--------------------------|---|
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Fugas de radiadores |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Operación de Ventiladores |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Funcionabilidad de Bombas |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Fugas de Aceite |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Ruido Anormal |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | OLTC Realizar cambios de manera local y automática. |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Correcta operación de los sistemas de refrigeración. |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Existe alarma en algún dispositivo de protección propia |

OBSERVACIONES

G2. Actividades de mantenimiento según tipo de transformador

Control de mantenimiento		Descripción del control	Tipo de transformador	
On line	Off line		Potencia	Distribución
X		Verificación de fugas de aceite, revisar empaquetaduras	X	X
X		Corroboración de funcionamiento del sistema de refrigeración	X	
X		Termografía infrarroja	X	X
	X	Mantenimiento a los accesorios	X	
X		Inspección del sistema de red de tierra	X	X
	X	Mantenimiento a equipos auxiliares	X	
	X	Mantenimiento al OLTC	X	
X		Mantenimiento a ventiladores y sistema de control	X	
X		Verificación de estado de deshidratador (sílica)	X	
X		Cromatografía de Gases Disueltos	X	X
	X	Resistencia de aislamiento	X	X
	X	Relación de Transformación	X	X
	X	Pruebas de C1 y C2 a bushing	X	X
	X	Prueba de factor de potencia	X	X
X		Análisis fisicoquímico al aceite	X	X
	X	Resistencia de devanados	X	X
	X	Corriente de excitación	X	X
	X	SFRA	X	X

G3. Formato de actividad de mantenimiento

Hoja No. _____

Fecha de Inicio: ____/____/____ Fecha de finalización: ____/____/____

Tiempo efectivo de Mantenimiento: _____

Responsable del Mantenimiento: _____

Cargo: _____

DATOS TECNICOS DEL TRANSFORMADOR			
No. De serie		Corriente Nominal	
Potencia Nominal		Grupo Conexión	
Tension Primaria		Frecuencia	
Tension Secundaria		Tipo de Refrigeracion	
No. De fase			
DATOS TECNICOS DEL EQUIPO			
ACTIVIDAD	DESCRIPCION DE ACTIVIDAD	SI	NO
Verificacion de la Operación del OLTC	Evaluar estado de contactos de conmutación		
	Medición de resistencia		
	Verificar cableado del gabinete de control		
	Comprobar coincidencia entre numero indicador y pocision por accionamiento de conmutador		
	Corroborar cambios de commutacion en todos los tomas		
	Verificar número de operaciones		
	Comprobar giro de motor		
	Verificar funcionamiento de elementos de control		
Funcionabilidad del Sistema de Refrigeración	Limpieza a los canales de conducción		
	Verificar rodamientos de motores		
	Realizar termografía infraroja		
	Realiar pruebas de aislamiento a motores		
	Funcionabilidad de apertura y cierre de válvulas		
	Comprobar sistema de control y fuerza fuerza de ventiladores		
	Verificar giro de ventiladores		
	Comprobar funcionamiento de termómetros (verificar contactos)		
Revisar estado de radiadores			

ACTIVIDAD	DESCRIPCION DE ACTIVIDAD	SI	NO
Pruebas de funcionalidad de dispositivos de protección propia	Verificar estado de cableado de dispositivos auxiliares (Probar continuidad)		
	Realizar pruebas de alarma y disparos		
	Realizar prueba de aislamiento de cables		
	Comprobar apriete de tornillos		
	Realizar limpieza de gabinete de control		
	Comprobar estado de TC's		
Inspección del sistema de red de tierra	Comprobar que no exista corrosión en uniones o puntos de carcasa a tierra		
	Verificar la resistencia del sistema de tierra		
	Verificar torque de pernos y engrasar.		
Pruebas de campo al transformador	Relación de transformación		
	Resistencia de aislamiento		
	Factor potencia		
	Resistencia de devanados		
	Corriente de excitación		
	Reactancia de Cortocircuito		
	Prueba o medición de la capacitancia a los bushing		
Inspección de Cuba	Chequiar si existe corrosion en la cuba		
	Inspeccionar fugas de aceite		
	Cambio de silica gel ó comprobar que esta no contenga humedad		
	Verificar nivel de aceite en tanque de expansion		
Evaluación de los bushing	Limpieza de los bushings		
	Limpieza de contactos		
	Lubricar contactos con compuesto antioxidante		
	Verificar apriete de los pernos		
	Inspeccionar estados de las aristas (No debe de contener fisuras)		

OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES

**Firma del responsable
mantenimiento**

Firma de quien recibe del

G4. Formato de Prueba de Relación de Transformación

Terminales primarios: H1-H2-H3-H0

Terminales secundarios: X1-X2-X3-X0

Grupo de conexión: YNyn0

Posición		Tensión Nominal (kV)		Relación Medida			Relación Teórica	Diferencia Máxima (%)
Primario	Secundario	Primario	Secundario	H1-H0 / X1-X0	H2-H0 / X2-X0	H3-H0 X3-X0		
1	-	151.80	13.800	11.004	11.005	11.004	11.000	0.05
2	-	150.08	13.800	10.878	10.877	10.879	10.875	0.04
3	-	148.35	13.800	10.752	10.752	10.753	10.750	0.03
4	-	146.63	13.800	10.625	10.625	10.626	10.625	0.01
5	-	144.90	13.800	10.499	10.499	10.500	10.500	-0.01
6	-	143.18	13.800	10.372	10.372	10.373	10.375	-0.03
7	-	141.45	13.800	10.246	10.246	10.247	10.250	-0.04
8	-	139.73	13.800	10.130	10.130	10.131	10.125	0.06
9	-	138.00	13.800	10.003	10.003	10.004	10.000	0.04
10	-	136.28	13.800	9.8770	9.8770	9.8775	9.8750	0.03
11	-	134.55	13.800	9.7510	9.7505	9.7515	9.7500	0.02
12	-	132.83	13.800	9.6245	9.6245	9.6250	9.6250	-0.01
13	-	131.10	13.800	9.4980	9.4980	9.4990	9.5000	-0.02
14	-	129.38	13.800	9.3720	9.3715	9.3725	9.3750	-0.04
15	-	127.65	13.800	9.2450	9.2450	9.2460	9.2500	-0.05
16	-	125.93	13.800	9.1300	9.1300	9.1305	9.1250	0.06
17	-	124.20	13.800	9.0045	9.0040	9.0045	9.0000	0.05

G5. Formato de Prueba de Cortocircuito

Condición de Ensayo: ONAN - Alta Tensión Vs. Baja Tensión
Terminales Alimentados: H1-H2-H3-H0 **Temperatura de Ref:** 75.0 °C
1º Terminales Cortocircuitados: X1-X2-X3-X0 **Potencia Base:** 30.00 MVA

Conexión		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Medido				Corregido1		Garantizado	
Alimentado	1º Cto		Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)
1	-	151.80	26.2	15.449	112.13	88.501	103.04	10.36	109.60	10.4
9	-	138.00	26.2	13.785	125.67	96.287	108.39	9.98	110.50	10
17	-	124.20	26.2	12.190	139.24	109.44	124.46	9.83	132.00	9.94

Condición de Ensayo: ONAF - Alta Tensión Vs. Baja Tensión
Terminales Alimentados: H1-H2-H3-H0 **Temperatura de Ref:** 75.0 °C
1º Terminales Cortocircuitados: X1-X2-X3-X0 **Potencia Base:** 40.00 MVA

Conexión		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Medido				Corregido1		Garantizado	
Alimentado	1º Cto		Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)
1	-	151.80	26.2	20.570	149.29	158.010	184.18	13.81	-	-
9	-	138.00	26.2	17.772	162.07	162.56	194.86	13.30	-	-
17	-	124.20	26.2	16.290	186.18	196.58	222.05	13.10	-	-

G6. Prueba de factor de potencia

Tensión Aplicada para la Capacidad: 10 kV

Tensión Aplicada para el Factor de Potencia: 10 kV

Tipo de Corrección: Con corrección a 20 °C

Tabla A.1 Formato de prueba de Factor de potencia

Meas.	Test kV	mA	Watts	%PF corr	Corr Fctr	Cap(pF)	IR _{auto}	IR _{man}
CH + CHL	10.002	25.087	0.4760		0.98	6654.6		
CH	10.002	10.899	0.2790	0.25	0.98	2891.0	G	
CHL(UST)	10.002	14.181	0.2090	0.15	0.98	3761.6	G	
CHL		14.188	0.197	0.14	0.98	3763.600	G	
CL + CLT	10.002	28.884	0.5550		0.98	7661.8		
CL	10.002	28.731	0.5530	0.19	0.98	7621.0	G	
CLT(UST)	10.002	0.1460	0.0030	0.21	0.98	38.742	I	
CLT		0.153	0.002	0.13	0.98	40.800		
CT + CHT	10.002	35.992	0.7200	0.20	0.98	9547.2		
CT	10.002	5.226	0.1480	0.27	0.98	1386.1	G	
CHT(UST)	10.001	30.728	0.5630	0.18	0.98	8150.8	G	
CHT		30.766	0.572	0.19	0.98	8161.100	G	
CH+CL+CT	10.003	44.939	0.9700	0.22	0.98	11920.2	G	

G7. Medición de la capacitancia y de factor de potencia a los bushing

Bushing C1

ID	Serial #	NP %PF	NP Cap	Test kV	mA	Watts	%PF corr	Corr Fctr	Cap (pF)
H0	1ZBD1800073277G	0.392	198	10.003	0.7380	0.0300	0.44	1.07	195.63
H1	1ZBD1800073218G	0.366	227	10.003	0.8490	0.0310	0.40	1.07	225.25
H2	1ZBD1800073214G	0.374	227	10.002	0.8490	0.0310	0.40	1.07	225.09
H3	1ZBD1800073211G	0.369	226	10.002	0.8440	0.0310	0.40	1.07	223.90

Bushing C2

ID	Serial #	NP %PF	NP Cap	Test kV	mA	Watts	%PF corr	Corr Fctr	Cap (pF)
H0	1ZBD1800073277G		385	0.5000	1.546	0.0630	0.41	1.00	410.08
H1	1ZBD1800073218G		392	0.5000	1.586	0.0600	0.38	1.00	420.76
H2	1ZBD1800073214G		415	0.5000	1.705	0.0830	0.49	1.00	452.29
H3	1ZBD1800073211G		453	0.5000	1.827	0.0640	0.35	1.00	484.59

G8. Prueba de Resistencia de Aislamiento

Tensión de ensayo: 5kV

Condición de ensayo: Devanados

H1-H2-H3-H0: Devanados de alta

X1-X2-X3-X0: Devanados de baja

Y1-Y2-Y3: Devanado terciario

Terminales			Temp. (°C)	Relación Medida R10/1	Tiempo				
Ensayados	Puestos a Tierra	Puestos en Guarda			15s	30s	45s		
H1-H2-H3-H0 + X1-X2-X3-X0	Y1-Y2-Y3 + Tank	-	24.2	2.19	12680	22700	25600		
H1-H2-H3-H0	X1-X2-X3-X0 + Y1-Y2-Y3 + Tank	-	24.2	1.58	9420	26400	29600		
X1-X2-X3-X0	H1-H2-H3-H0 + Y1-Y2-Y3 + Tank	-	24.2	1.42	10630	21500	24600		
Y1-Y2-Y3	H1-H2-H3-H0 + X1-X2-X3-X0 + Tank	-	24.2	1.37	13300	26000	27900		
Tiempo/Resistencia									
1m 0s	2m 0s	3m 0s	4m 0s	5m 0s	6m 0s	7m 0s	8m 0s	9m 0s	10m 0s
28000	35000	40200	44600	48200	51500	54300	56800	59200	61200
31300	35400	38200	40700	42500	44000	45200	46800	48100	49300
26600	31000	33600	35000	35900	36600	37100	37600	37500	37900
28800	31800	33600	35000	36100	37100	37800	38700	39000	39500

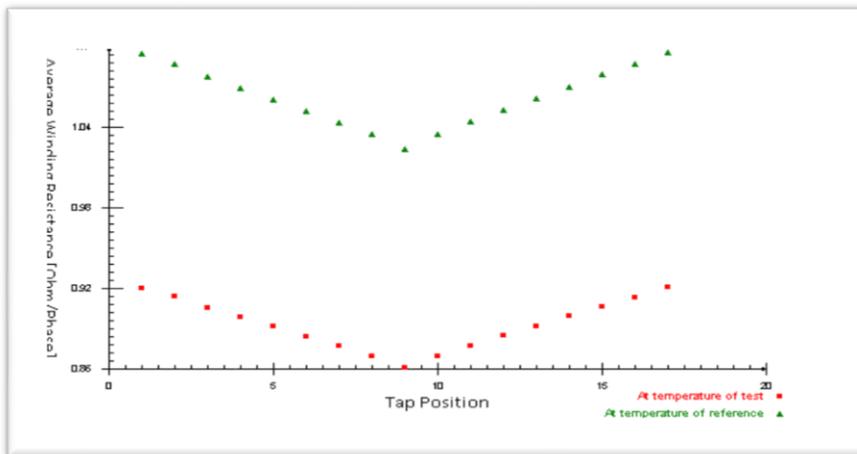
G9. Pruebas de Resistencia CC de devanados

Temperatura de Referencia: 75 °C

Terminales Ensayados: H1-H2-H3-H0

Temperatura Media del Aceite: 25.5 °C

Posición	Resistencia entre terminales (Ω)			Resistencia media por fase (Ω)	Resistencia por fase a la temperatura de referencia (Ω)
	H1-H0	H2-H0	H3-H0		
1	0.92	0.9181	0.9243	0.9208	1.0957
2	0.9128	0.9119	0.918	0.9142	1.0879
3	0.9054	0.9038	0.9095	0.9062	1.0784
4	0.8982	0.8967	0.9021	0.899	1.0698
5	0.8913	0.8895	0.8951	0.8919	1.0614
6	0.8834	0.8818	0.8873	0.8841	1.0521
7	0.8766	0.8748	0.8802	0.8772	1.0439
8	0.8695	0.8677	0.873	0.8701	1.0354
9	0.8611	0.8586	0.8631	0.8609	1.0245
10	0.8698	0.867	0.8732	0.87	1.0353
11	0.8769	0.8754	0.8806	0.8776	1.0444
12	0.8844	0.8827	0.8878	0.885	1.0531
13	0.8919	0.8902	0.8952	0.8924	1.062
14	0.899	0.8973	0.9023	0.8995	1.0705
15	0.9065	0.9048	0.91	0.9071	1.0795
16	0.9133	0.9118	0.9166	0.9139	1.0876
17	0.9209	0.9191	0.924	0.9213	1.0964



Grafica de valores de resistencia medidos en cada taps (rojo) y de valores corregidos (verde)

Anexo H

Sobrecarga máxima para transformadores tipo seco en función del grado térmico del aislamiento, de la temperatura y el tiempo de sobrecarga

Tabla A- 8 Cargabilidad máxima en base a temperatura para transformadores secos

pico de carga en horas	Rango en KVA					
	Clase de aislamiento de 150 °C seguido de una carga constante de:					
	90% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga	70% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga	50% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga
0.50	1.33	192	1.52	214	1.59	217
1.00	1.18	179	1.30	199	1.34	204
2.00	1.09	166	1.18	183	1.19	184
4.00	1.04	157	1.10	168	1.11	170
8.00	1.00	150	1.03	155	1.04	157
pico de carga en horas	Clase de aislamiento de 180 °C seguido de una carga constante de:					
	90% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga	70% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga	50% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga
	0.50	1.33	192	1.52	214	1.59
1.00	1.18	179	1.30	199	1.34	204
2.00	1.09	166	1.18	183	1.19	184
4.00	1.04	157	1.10	168	1.11	170
8.00	1.00	150	1.03	155	1.04	157
pico de carga en horas	Clase de aislamiento de 220 °C seguido de una carga constante de:					
	90% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga	70% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga	50% de precarga	máxima temperatura durante el ciclo de carga
	0.50	1.33	192	1.52	214	1.59
1.00	1.18	179	1.30	199	1.34	204
2.00	1.09	166	1.18	183	1.19	184
4.00	1.04	157	1.10	168	1.11	170
8.00	1.00	150	1.03	155	1.04	157

Anexo I

Procedimientos para realizar pruebas

Relación de Transformación.

- a) Revisión del mando del mecanismo del cambiador de tomas bajo carga, se debe operar de forma manual y realizar la prueba en todos los taps.
- b) Desconectar los terminales de los bushing de alto y bajo voltaje (terciario si es un transformador de tres devanados) y realizar limpieza.
- c) Conectar los cables de prueba en el bushing correspondiente de acuerdo al grupo de conexión (grupo vectorial) del transformador, verificar la placa característica.
- d) Calcular la relación teórica mediante la ecuación 5 del capítulo 2.
- e) Realizar prueba.
- f) Realizar este último procedimiento en todos los taps y anotarlos para compararlos con los valores teóricos.
- g) Retirar los cables de prueba del equipo de medición.
- h) Conectar los terminales de los bushing.

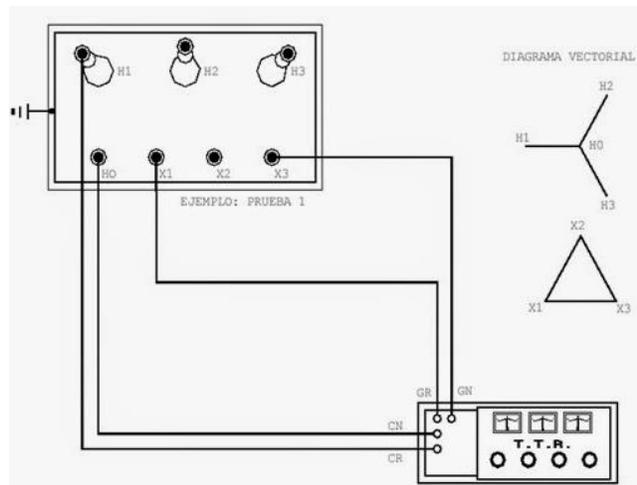


Figura A- 6. Prueba de Relación de Transformación a un transformador trifásico.

Prueba de Resistencia óhmica

- a) Colocar manual o eléctricamente la posición del mando del OLTC para realizar la prueba en cada toma.
- b) Seleccionar el rango de medición de acuerdo al devanado en prueba.
- c) Aplicar la prueba y dejar estabilizar la lectura en la pantalla digital del equipo de medición.
- d) Medir resistencia en todas las posiciones del transformador al lado de la regulación bajo carga.
- e) Tomar la lectura del devanado, anotarlo en formato de prueba y repetir la prueba en cada fase conforme al grupo de conexión.
- f) Medir resistencia en todas las posiciones del transformador al lado de la regulación bajo carga.
- g) Apagar el equipo de prueba.
- h) Descargar a tierra los devanados de alta y baja tensión por medio de un conductor forrado de cobre y tomando las medidas de seguridad.
- i) Desconectar los cables del equipo de prueba.

Nota: para las mediciones de resistencia de devanados en un transformador conectado en delta la resistencia medida es $2/3$ del valor real.

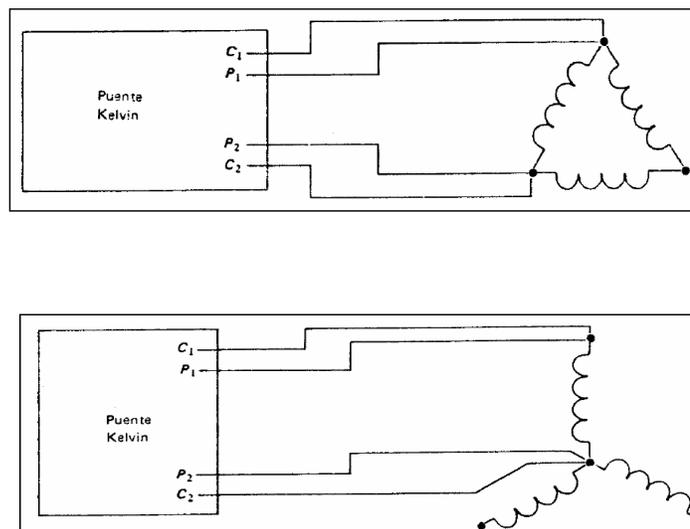


Figura A- 7. Conexión para la medición de la resistencia Ohmica

Prueba de resistencia de aislamiento

- a) Preparar equipo de medición de resistencia de aislamiento a 5 o 10 kV.
- b) Utilizar cables diseñados para cortocircuitar los terminales de los bushing, preferiblemente usar conductor #2 de cobre.
- c) Desconectar los terminales de los bushing de alto y bajo voltaje y terciario, realizar limpieza de estos.
- d) Registrar la temperatura ambiente y la humedad relativa
- e) Realizar prueba de alta tensión vs. Baja tensión, cortocircuitando las terminales X1-X2-X3-X0 y las terminales H1-H2-H3-H0.
- f) Seleccionar el voltaje de prueba de acuerdo al rango del equipo y los voltajes de los devanados.
- g) Realizar la primera lectura en la pantalla digital del equipo a los 15 segundos de corrida la prueba.
- h) Realizar la segunda lectura en la pantalla digital del equipo a los 60 segundos de corrida la prueba.
- i) Realizar la primera lectura en la pantalla digital del equipo a los 600 segundos o 10 minutos de corrida la prueba.
- j) Apagar el equipo probador de aislamiento.
- k) Desconectar conductores de los bushing corto circuitados.
- l) Descargar corrientes remanente origina en los devanados del transformador producto de la prueba, conectando cable forrado conductor conectado previamente a tierra y conectarlo a cada grupo de bushings corto circuito.
- m) Realizar la prueba de alta tensión vs terciario, alta tensión vs tierra, baja tensión vs tierra, terciario vs tierra y repetir los procedimientos para cada caso.

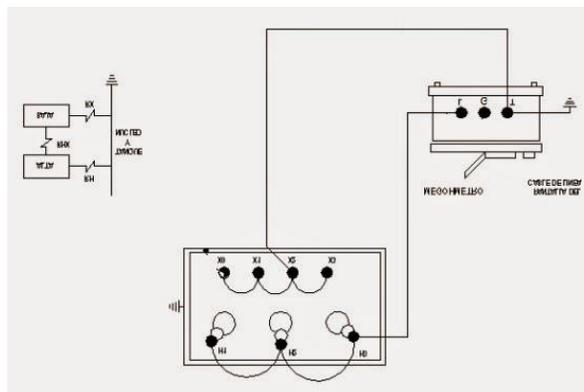


Figura A- 8. Conexión para la prueba de Resistencia de aislamiento.

Prueba de rigidez dieléctrica

- a) Preparar el equipo probador de rigidez dieléctrica de aceite (probadora de aceite).
- b) Calibrar los electrodos a 2.5mm o según norma a aplicar.
- c) Introducir en el compartimiento de la probadora el recipiente con la muestra de aceite.
- d) Dejar reposar el aceite por cinco minutos.
- e) Encender la probadora de aceite
- f) Iniciar la prueba (automática)
- g) La tensión debe elevarse de forma gradual a una tasa de relación de 0.5 kV por segundo.
- h) Tomar nota de los resultados para inscribirlos en el formato para pruebas de rigidez dieléctrica al aceite.
- i) Repetir los pasos para cada muestra que se tome de cada válvula de toma de muestra
- j) Limpieza y remoción de residuos aceitosos de la válvula de toma de muestra de aceite.

NOTA: estas pruebas no necesariamente se realizan en campo, basta con llevar una muestra de aceite y se puede aplicar la norma ASTM D877 y ASTM D1816. Sin embargo se debe tomar precauciones de no contaminar la muestra.

Costos aproximados del mantenimiento

Tamaño del transformador en kVA	Alcance del mantenimiento	Descripción	Costo en dólares \$
15-50	Diagnostico	Pruebas de TTR, Resistencia de Aislamiento, Resistencia de los devanados de CC	43
	Mantenimiento menor	Recirculado de aceite, cambios de empaques, pintura, cambios de válvulas, cambios del selector de taps.	149.07
	Mantenimiento General	Reconstrucción de bobinas, secado al vacío, aceite nuevo, cambio de empaquetaduras y válvulas de sobrepresión, pintura	652.36
500	Mantenimiento General	Reconstrucción de bobinas, secado al vacío, aceite nuevo y recirculado, cambio de empaquetaduras, cambios de bushings y válvulas de sobrepresión, cambio de válvula de drenaje, pintura	7,719.26
	Diagnostico	Pruebas de TTR, Resistencia de Aislamiento, Resistencia de los devanados de CC	120.00

Dispositivos de protección propias de un transformador



Termómetro de aceite y devanado



Medidor de aceite de tanque de expansión



Dispositivo de sobrepresión



Relé de presión súbita



Deshidratador libre de mantenimiento



Relé buchholz



Relé de flujo