



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS Y FISICO-
QUÍMICAS PARA LA ACEPTACION DE TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCION EN MEDIA TENSIÓN**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO

PRESENTAN:

**ALINE VEGA AVILA
ELIZABETH STEFANIE GAMA APODACA
RICARDO GARCÍA HERRERA**

DIRECTOR DE TESIS:

M.C. EDGAR BALDEMAR AGUADO CRUZ



Ciudad Universitaria, México D. F. Octubre del 2015.

Agradecimientos.

Aline Vega Avila

Dedico esta tesis a mis padres Yolanda y Edmundo, mi apoyo en todo momento, guía e impulso en mi vida y realización de esta tesis. Los amo.

A mis hermanos, Marisol, Edmundo y mi sobrina Naomi, por su ejemplo, compañerismo y apoyo incondicional.

A mis abuelos, Remedios, Adolfinia y Emigdio, que aunque ya no están conmigo físicamente, la presencia de su ausencia cada día me volvió más capaz para concluir. Ya mi abuelo Edmundo, por sus consejos, por corregir mis faltas y celebrar mis triunfos.

A mis amigos, todos mis amigos! Por alentarme a empezar y concluir mi tesis, por darme el apoyo y consejos durante su realización. A ti Yovany por tu ánimo y apoyo emocional, también moral; por nunca plantearme la posibilidad de flaquear cuando parecía que me iba a rendir.

A mis maestros quienes nunca desistieron al enseñarme, a mis sinodales y asesor de tesis quienes me apoyaron durante la elaboración del trabajo escrito haciendo correcciones, aportando comentarios para obtener un trabajo escrito de calidad que fuera aprobado.

A mis compañeros de tesis Elizabeth Stefanie Gama Apodaca y Ricardo García Herrera por su empeño al trabajar como equipo, por sus aportaciones y dedicación en cada uno de los temas que componen esta tesis.

A todos los que me apoyaron para escribir y concluir esta tesis. Para ellos es esta dedicatoria de tesis, pues es a ellos a quienes se las debo por su gran apoyo.

Elizabeth Stefanie Gama Apodaca

A mis padres, Elizabeth y Alfonso que admiro y amo muchísimo. Gracias por creer en mí y brindarme todo su esfuerzo y apoyo incondicional durante todas las etapas de mi vida, por la paciencia y los consejos pero sobre todo por creer y confiar en mí.

A mi hermano Erwin que de él he aprendido muchísimo y ha hecho mi vida más alegre.

A Cristhian por el apoyo y consejos que me has brindado en ésta última etapa.

A mis compañeros Aline Vega y Ricardo García por su esfuerzo en este trabajo.

A la Facultad de Ingeniería, mis profesores y compañeros por todas las aportaciones para mi formación académica.

A todos los que han contribuido a la realización de éste trabajo.

¡Gracias a todos!

Ricardo García Herrera

*A mis padres que con su ejemplo,
educación y cariño han hecho
realidad este triunfo tan
esperado por todos.*

*A mi hermana por su confianza
depositada en mí,
con cariño para ella
y su hermosa familia.*

A mi novia

A mis amigos

A mis compañeras

Aline Avila

Elizabeth Stefanie Gama Apodaca

*Por su dedicación y apoyo
a lo largo de la realización
de este trabajo.*

A la Facultad de Ingeniería y maestros

ÍNDICE

CAPITULO 1. Equipos eléctricos en media tensión.

- 1.1 Introducción a los equipos eléctricos en media tensión
- 1.2 Importancia del mantenimiento a equipos de distribución en uso.
- 1.3 Pruebas convencionales a equipos en media tensión.

CAPITULO 2. Transformador Eléctrico de Distribución en media tensión.

- 2.1 Fundamentos de operación de un transformador en media tensión.
- 2.2 Características comunes de un transformador
- 2.3 Características y descripción de los elementos que conforman al transformador.

CAPITULO 3. Pruebas eléctricas a transformadores en media tensión.

- 3.1 Factores físicos y ambientales que deterioran un transformador
- 3.2 Tipos y características de las pruebas.
- 3.3 Objetivo de pruebas de aceptación a transformadores.

CAPITULO 4. Procedimiento de pruebas eléctricas para transformadores en media tensión.

- 4.1 Medición de la resistencia óhmica de los devanados.
- 4.2 Polaridad, diagrama fasorial y secuencia de fases.
- 4.3 Relación de transformación.
- 4.4 Pérdidas en vacío y corriente de excitación.
- 4.5 Pérdidas por efecto Joule
- 4.6 Prueba dieléctrica.
- 4.7 Prueba de elevación de temperatura de los devanados.
- 4.8 Prueba de hermeticidad
- 4.9 Prueba a circuitos de control, medición y fuerza

- 4.10 Corriente de excitación e impedancia a tensiones y/o cargas distintas de las nominales
- 4.11 Elevación de temperatura de los devanados a capacidades distintas de las nominales
- 4.12 Prueba de nivel de ruido audible
- 4.13 Prueba de vacío
- 4.14 Pruebas de cortocircuito
- 4.15 Prueba de humedad residual
- 4.16 Prueba hidrostática
- 4.17 Pruebas de aislamiento al núcleo
- 4.18 Prueba de impedancia de secuencia cero
- 4.19 Cromatografía de gases

CAPITULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFÍA

MESOGRAFÍA

GLOSARIO

ANEXO A

CAPITULO 1. EQUIPOS ELÉCTRICOS EN MEDIA TENSIÓN.

1.1 Introducción a los equipos eléctricos en media tensión

1.1.1 Finalidad de los transformadores.

Los transformadores se definen como máquinas estáticas que tienen la misión de transmitir, mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema, con determinada tensión a otro sistema con tensión deseada.

En términos ideales útiles, puede añadirse que la función de esta máquina consiste en transformar la energía (potencia), en el sentido de alterar sus factores según la relación.

$$\frac{U1}{U2} \approx \frac{I1}{I2} \quad (\varphi1 \approx \varphi2)$$

Donde:

U1, U2: Tensión nominal en el primer y segundo arrollamiento respectivamente

I1, I2: Corriente en el primer y segundo arrollamiento respectivamente

1.1.2 Tipos de Transformadores y simbolismos

De manera general por su utilización, los transformadores se clasifican en:

➤ Transformadores de potencia:

Transformadores destinados a transformar potencias de cierta consideración, alimentados por tensión y frecuencia fijas. Se utilizan para sub-transmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Se emplean en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios.

➤ Transformadores de corriente:

Transformadores que reducen las corrientes con un desplazamiento despreciable de la fase y tienen un aislante adecuado para proteger al equipo y al personal del voltaje de línea.

➤ Transformadores de distribución

Este tipo de transformadores son utilizados para reducir o aumentar voltajes y corrientes para poder utilizar la energía después de que se hizo la generación y la potencia de la energía eléctrica. Estos transformadores no son de gran tamaño comparados con los de potencia, ya que no manejan tanto voltaje.

➤ Transformadores de Control

Transformador de dos devanados que provee una fuente de bajo voltaje para circuitos de control. Los transformadores de control se utilizan en instalaciones industriales para proporcionar voltaje a los circuitos de control tales como relevación, fuentes de poder, bobinas de arrancadores y controladores de motores.

➤ Transformadores de Medida o de protección:

Transformadores que facilitan la conexión adecuada de aparatos de medida o de protección. La principal función de este transformador es aislar al instrumento o relevador del alto voltaje; además hace posible estandarizar las señales para la mayoría de los instrumentos eléctricos y en esta forma operar en valores bajos de voltaje y corriente

De acuerdo a los sistemas de tensiones que los componen, se clasifican en:

- Monofásicos,
- Trifásicos,
- Trifásicos–exafásicos,
- Trifásicos–dodecafásicos,
- Trifásicos–monofásicos, etc.

Según aumenten la tensión o la disminuyan, se denominan:

- Transformadores Elevadores (TE)
- Transformadores Reductores (TR).

Según el medio ambiente para el que estén preparados en:

- Transformadores para Interior; o
- Tipo Intemperie.

De acuerdo con el elemento refrigerante que requieran, en:

- Transformadores en Seco,
- Transformadores en Baño de Aceite,
- Transformadores con Piraleno.

Según el tipo de refrigeración usada para proporcionar permanentemente su potencia nominal, se distinguen:

- Transformadores con Refrigeración Natural
- Transformadores con Refrigeración Forzada.

La Figura 1 indica los principales símbolos para la representación de transformadores.

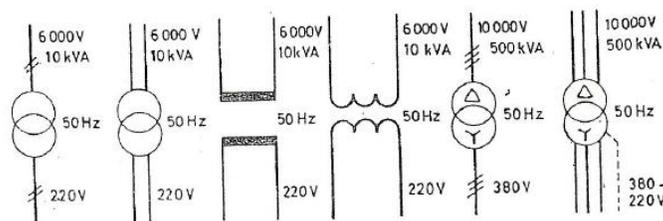


Figura 1.- Símbolos que representan un transformador

La tabla 1 muestra los tipos de transformadores y sus especificaciones eléctricas.

Tipo (Transformador)	Sub clasificación o aplicación	Especificaciones
Potencia	Subestaciones transformadoras, centrales de generación y grandes usuarios	Potencias normalizadas: 1.25 hasta 20 MVA, Tensiones: 13.2, 33, 66 y 132 kV. Frecuencias: 50 y 60 Hz.
Corriente	Gammas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control	Carga nominal: 2.5 a 200 VA, dependiendo su función. Corriente nominal: 5 y 1A en su lado secundario. Relaciones típicas: 600/5, 800/5, 1000/5.
Distribución	Se emplean para alimentar granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadores tipo poste. Potencias: De 25 hasta 1000 kVA. Tensiones primarias: 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV. Frecuencias: 50-60 Hz. • Transformadores rurales. Tensiones primarias: Monofilares, bifilares y trifilares: 7.6, 13.2 y 15 kV
	Tipo pedestal o estante *Tensiones primarias: 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV. *Frecuencias: 50 y 60 Hz.	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadores Secos Encapsulados en Resina Epoxi.* Potencias: 100 hasta 2500 kVA. • Transformadores Herméticos de Llenado Integral* Potencias: 100 a 1000 kVA. • Transformadores Subterráneos Potencias: 150 a 2000KVA Alta Tensión: 15 o 24.2KV Baja Tensión: 216.5/125;220/127;380/220;400/231V • Transformadores Auto protegidos Potencias: 45 a 150 KVA Alta Tensión: 15 o 24.2KV Baja Tensión: 220/127;380/220V

Medición o protección	Permite adaptar instrumentos de medición y relevadores de protección para sistemas de CA que no pueden conectarse directamente a los circuitos de alto voltaje.	Hace posible estandarizar las señales para la mayoría de los instrumentos eléctricos y en esta forma operar en valores de: Voltaje: 120V Corriente: 5A.
-----------------------	---	---

Tabla 1.- Tipos de transformadores y capacidades

1.1.3 Acción de un transformador

Cuando pasa una corriente variante a través de dos bobinas de alambre, se producirá un voltaje inducido en la bobina secundaria debido al cambio de flujo en la bobina secundaria, este cambio lo ocasiona, en primer lugar, la corriente que cambia en la primera bobina o primaria. La acción que crea este voltaje inducido, se le conoce como acción transformadora.

La acción transformadora tiene lugar en circuitos de corriente continua acoplados, cuando se abre o cierra un interruptor (desconectador); esta conexión tiene aplicaciones más importantes en la operación de aparatos de corriente alterna, tales como transformadores y motores.

En tal equipo eléctrico, una bobina o un conjunto de bobinas se conecta directamente a una alimentación de corriente alterna tal que la corriente y el flujo resultantes cambian periódica y automáticamente en magnitud y dirección; entonces, cambia el flujo que eslabona a las bobinas acopladas y se induce un voltaje en la segunda bobina por la acción transformadora.

Si no hay movimiento relativo entre las bobinas, la frecuencia del voltaje inducido en la segunda bobina es exactamente la misma que la frecuencia en la primera. Si ahora conectamos una carga eléctrica a la segunda bobina, la corriente circulará, por tanto, se ha transferido energía de un circuito a otro por la acción

transformadora, sin tener conexión eléctrica en los circuitos por acción electromagnética.

El dispositivo que más comúnmente emplea el principio de la acción de un transformador es el transformador estático, que puede definirse como sigue:

Un transformador es un dispositivo que:

- Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro sin cambio de frecuencia.
- Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética y,
- Tiene circuitos eléctricos aislados entre sí que son eslabonados por un circuito magnético común

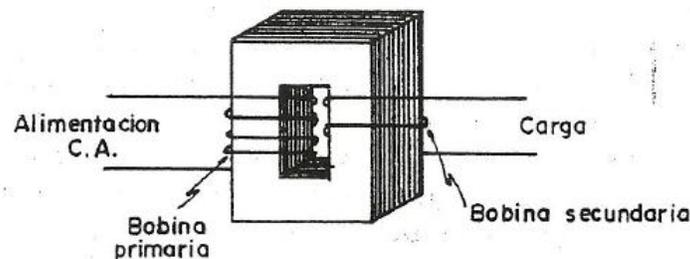


Figura 2.- Transformador Sencillo

En la Figura 2 se ilustra el esquema de un transformador sencillo, en el cual dos bobinas están eslabonadas por un núcleo magnético laminado; la bobina conectada a la alimentación se llama primaria y la bobina en la cual se induce un voltaje por el principio de inducción y que alimenta a la carga se llama secundaria.

Por ser una máquina estática, el transformador no tiene pérdidas mecánicas (fricción, ventilación, etc.); sus pérdidas son únicamente eléctricas y pérdidas en el hierro, por tal razón su rendimiento es extremadamente alto comparado con las máquinas eléctricas rotativas.

1.2 Importancia del mantenimiento a equipos de distribución en uso.

El mantenimiento en equipos de distribución es el cuidado que se debe tener durante su operación y es indispensable para mantener la funcionabilidad de los equipos debido a que se prolonga la vida útil y su buen funcionamiento; además de aumentar la productividad, incrementar la seguridad del personal, incrementar la seguridad operativa del equipo y la reducción de los costos del equipo.

Existen algunos aspectos que son considerables para el mantenimiento de un equipo, los cuales son:

- Archivo histórico, análisis de resultados y tendencias obtenidas en inspecciones y pruebas.
- Las condiciones operativas de los equipos y las recomendaciones de los fabricantes.
- Establecer las necesidades de mantenimiento, refacciones y herramienta especial requerida para cada equipo.
- Formular las actividades con prioridad de mantenimiento para cada equipo en particular.
- Contar con personal especializado y competente para realizar las actividades de mantenimiento al equipo y establecer métodos para su control.

El mantenimiento se divide en tres actividades:

- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento predictivo.

1.2.1 Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo es aquel conjunto de acciones o labores necesarias de reparación o sustitución que se presentan cuando ocurre una falla o avería en el equipo.

Las ventajas de un mantenimiento correctivo son:

- Se maximiza el aprovechamiento del equipo.
- No se requiere planeación ni control.

Las desventajas del mantenimiento correctivo son:

- Debido a que el trabajo de mantenimiento se realiza en base a una emergencia, la mano de obra, materiales y refacciones resultan ineficientes.
- Las interrupciones son impredecibles lo cual provoca daños y averías en cadena.
- El tiempo de vida útil de equipos e instalaciones se reduce.
- La seguridad es muy reducida.
- Es necesario contar con una gran cantidad de refacciones como reserva.
- Al prolongar el tiempo de espera hay riesgo de falla en equipos que no se adquieren fácilmente.
- Al contar con poco tiempo para realizar las reparaciones la calidad del mantenimiento es baja.

1.2.2 Mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo es aquel conjunto de acciones o labores que pueden ser previstas con anticipación, la finalidad es evitar que el equipo falle durante su periodo de vida útil (Figura 3). En el mantenimiento preventivo las actividades son periódicas, realizando pruebas y programando mantenimientos de acuerdo a lo que se requiera para cada equipo.

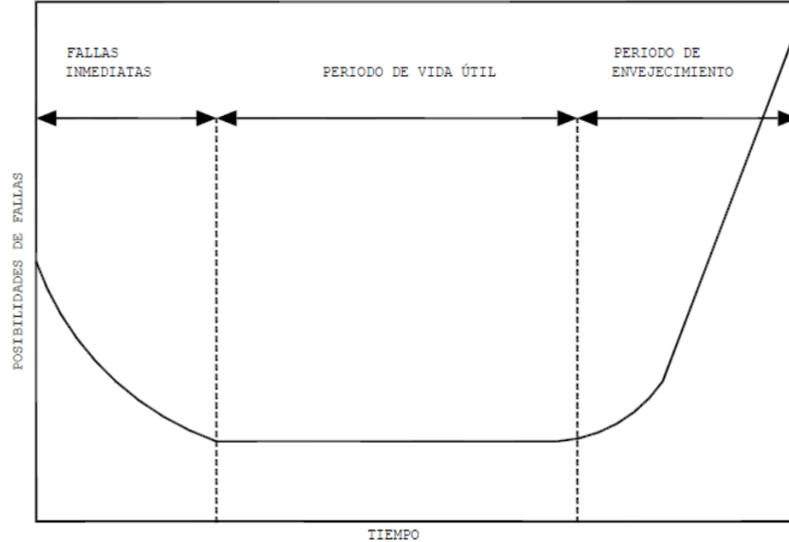


Figura 3.- Curva de vida útil

Existe una gran ventaja del mantenimiento preventivo sobre el mantenimiento correctivo y es la reducción de las interrupciones eventuales en el sistema, debido a que existe un periodo de observación y reparación del sistema.

1.2.3 Mantenimiento predictivo.

El mantenimiento predictivo está relacionado con una variable física que está vinculada con el desgaste del equipo, además se combinan las ventajas del mantenimiento correctivo y del preventivo, la finalidad es lograr el máximo tiempo de operación del equipo.

Para la aplicación de dicho mantenimiento es necesario la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y las condiciones con las que opera un equipo o instalación

El periodo de tiempo para realizar mantenimientos a equipos de distribución varía conforme a los avances tecnológicos.

1.3 Pruebas convencionales a equipos en media tensión.

Hay consideraciones administrativas, económicas y técnicas, aunados a otros requerimientos que necesitan ser discutidos y entendidos para desarrollar un programa de mantenimiento. Las partes principales de un programa de mantenimiento pueden ser clasificadas dentro de las consideraciones de administración de mantenimiento, requerimientos técnicos y estos términos deberán ser incluidos en el programa.

Las pruebas de campo son actividades dentro de los trabajos de mantenimiento y puesta en servicio, que el personal lleva a cabo en forma periódica con la finalidad de mantener índices de confiabilidad y continuidad aceptables.

Las pruebas eléctricas son la base principal para verificar y apoyar los criterios de aceptación o para analizar los efectos cuando sucedan cambios o variaciones con respecto a los valores iniciales de puesta en servicio o de la última prueba.

1.3.1 Pruebas de fábrica

➤ Pruebas Prototipo.

Son las que se realizan a diseños nuevos y tienen por finalidad cumplir con los valores establecidos en las normas que se aplican y/o especificaciones bajo las cuales fueron fabricados los equipos. En estas pruebas entran en función tanto los materiales utilizados para su fabricación como los criterios de diseño considerados.

➤ Pruebas de rutina.

Se efectuarán a cada uno de los equipos eléctricos del sistema, conforme a métodos establecidos en las normas correspondientes para verificar la calidad del producto y que están dentro de los valores permitidos. Estas pruebas son las que determinan la aceptación o rechazo de los equipos.

➤ **Pruebas opcionales.**

Estas pruebas son las que se realizan a los equipos conjuntamente entre el fabricante y el usuario a fin de determinar características particulares del equipo.

Por citar algunas de las pruebas de fábrica, se describen las siguientes:

- I. **Prueba de impulso por rayo.** Consiste en simular, en un laboratorio, las condiciones de falla provocadas por descargas atmosféricas en los equipos. Esta prueba se realiza aplicando al equipo impulsos de onda positiva o negativa de acuerdo al nivel básico de impulso para cada tensión, en condiciones estándar y de acuerdo a las normas indicadas en las especificaciones del equipo. La curva característica que se asemeja a las condiciones de una descarga atmosférica, es aquella que se obtiene su máximo valor de tensión en un tiempo de $1.2 \mu\text{s}$ y decrece al 50% de su valor en un tiempo de $50 \mu\text{s}$, se le conoce como onda completa.

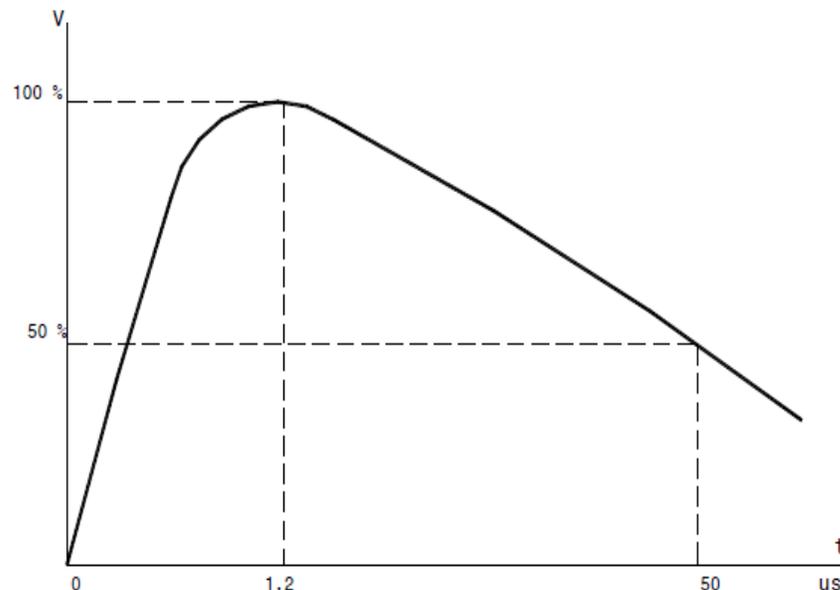


Figura 4.- Onda Completa, $1.2 \times 50 \mu\text{s}$

- II. **Prueba de potencial aplicado.** Consiste en aplicar al equipo eléctrico una tensión a la frecuencia de operación del sistema, cuyo valor varía de acuerdo

a lo indicado en la norma correspondiente para cada nivel de tensión (del 80% al 300% de la tensión nominal). El tiempo de prueba es de un minuto.

- III. **Prueba de descargas parciales.** Esta determina la calidad del aislamiento, es útil para detectar porosidades, grietas, burbujas de aire, etc. en el interior de un aislamiento sólido. El resultado de esta prueba es dado en picocoulombs.
- IV. **Prueba de elevación de tensión.** Sirve para verificar que los equipos cumplan con la capacidad de diseño, sin rebasar los límites de temperatura establecidos por las normas correspondientes.
- V. **Prueba de potencial inducido.** El objetivo es verificar la resistencia del aislamiento entre diferentes partes del equipo, por ejemplo, para transformadores de potencia: entre espiras, entre secciones, entre capas, etc. y el aislamiento de estas partes a tierra que no fueron probadas durante la prueba de potencial aplicado. La prueba consiste en inducir al devanado el 200% de su tensión nominal, por un tiempo que dependerá de la frecuencia utilizada, la cual es modificada para no saturar el núcleo.

1.3.2 Pruebas de campo.

Se efectúan a los equipos que se encuentran en operación o en proceso de puesta en servicio y se consideran de la siguiente manera:

➤ **Recepción y/o verificación.**

Se realizan a todo el equipo nuevo o reparado, considerando las condiciones de traslado, efectuando primeramente una inspección detallada de cada una de sus partes; para el caso de los transformadores de potencia debe considerarse una revisión interna de sus devanados.

➤ **Puesta en servicio.**

Se realizan a cada uno de los equipos una vez ya instalados adecuadamente, para verificar sus condiciones y de esta manera decidir la puesta en marcha o no del equipo.

➤ **Mantenimiento.**

Se efectúan periódicamente conforme a programas y criterios de mantenimiento elegidos y condiciones operativas del equipo.

1.3.3 Prueba de Resistencia de aislamiento.

La resistencia de aislamiento tiene como objetivo verificar que los aislamientos del equipo bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la no inadecuada conexión entre sus terminales y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no exista defectos en el mismo. En particular la prueba se efectúa a transformadores de potencia y distribución.

A la corriente resultante de la aplicación de tensión de corriente directa se le denomina “Corriente de Aislamiento” y consta de dos componentes principales.

1) La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento, que está compuesta por:

1. Corriente capacitiva
2. Corriente de absorción dieléctrica
3. Corriente de conducción irreversible.

2) Corriente de fuga

Es la que fluye sobre la superficie de aislamiento, esta corriente permanece constante y la cual es utilizada para juzgar las condiciones del aislamiento.

1.3.4 Prueba de factor de potencia de los aislamientos.

Una de las aplicaciones de esta prueba es conocer el estado de los aislamientos basándose en la comparación de un dieléctrico con un condensador, en donde el conductor energizado se puede considerar una placa y la carcasa o tierra del equipo como la otra placa del capacitor.

El equipo de prueba de aislamiento mide la corriente de carga y watts de pérdida, en donde el factor de potencia, capacitancia y resistencia de corriente alterna pueden ser fácilmente calculados para una tensión de prueba dada.

1.3.5 Prueba de relación de transformación y polaridad.

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de tensiones del primario al secundario o la relación del secundario al primario en los transformadores y se obtiene por la relación:

$$RT = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_p}{I_s}$$

Mediante la aplicación de esta prueba es posible detectar corto circuito entre espiras, falsos contactos, circuitos abiertos.

Respecto a la polaridad, es importante conocerla porque permite verificar el diagrama de conexión de los transformadores monofásicos y trifásicos y más aún cuando el transformador no tenga la placa de datos visible.

1.3.6 Prueba de resistencia óhmica de devanados.

La resistencia es una propiedad de los conductores, que determina la proporción en que la energía eléctrica es convertida en calor, esta tiene un valor tal que

multiplicado por la corriente al cuadrado tiene como resultado el coeficiente de conversión de energía. La relación física por la que puede ser calculada la resistencia de un material de sección uniforme es:

$$R = (\rho * L)/A$$

Dónde:

R= resistencia en *ohms*

ρ = resistividad específica del material dada en *ohms * cm*

L= longitud en *cm*

A= área de la sección transversal en *cm²*

Esta prueba es aplicable a transformadores de potencia, de instrumento, autotransformadores, reguladores, reactores. De igual forma sirve para deducir las pérdidas por calor en el cobre (I^2R).

1.3.7 Prueba de reactancia de dispersión.

Los procesos de transferencia de energía en un transformador implican pérdidas que ocurren debido a:

- Resistencia de los devanados
- Pérdida de flujo magnético
- Corriente para producir flujo magnético
- Pérdida por histéresis y por corrientes de Eddy en el núcleo
- Pérdidas en el circuito dieléctrico.

La medición de la reactancia de dispersión es una prueba complementaria para verificar la geometría del conjunto núcleo-bobina del transformador, mediante la variación de la reactancia en el canal de dispersión, esta variación está especialmente ligada al flujo magnético y puede generarse por cambios físicos o modificaciones en el circuito magnético. A través de la variación de su magnitud es

posible detectar problemas asociados con cortos circuitos entre espiras, espiras abiertas, problemas en núcleo.

La prueba para medición de la reactancia de dispersión se lleva a cabo energizando a tensión reducida el devanado de alta tensión del transformador y manteniendo en corto circuito el devanado de baja tensión. Con ello se mide la impedancia que resulta del flujo magnético que circula en trayectorias de fuga o dispersión.

La reactancia de fuga es sensible a cambios geométricos en la trayectoria del flujo de dispersión el cual incluye predominantemente el espacio entre los devanados y el espacio entre el tanque y los devanados, no es sensible a la temperatura y no es influenciada por la presencia de contaminación en los aislamientos.

1.3.8 Prueba de respuesta a la frecuencia

La prueba del análisis de respuesta a la frecuencia (FRA) se ha convertido en una herramienta poderosa para verificarla integridad geométrica de los equipos eléctricos, en especial la de los transformadores.

La técnica del análisis FRA proporciona información interna de diagnóstico y es una medición que ofrece exactitud y repetitividad.

Existe una configuración directa entre la configuración geométrica y la distribución de los elementos eléctricos conocida como red RLC, del ensamble de los devanados y el núcleo.

La red RLC puede ser identificada mediante su función de transferencia dependiente de la frecuencia.

Como objetivo principal de esta prueba es identificar cómo se comporta la impedancia de un equipo en prueba, bajo un rango específico de frecuencias.

1.3.9 Prueba de resistencia de contactos.

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción son fuentes de problemas en los circuitos eléctricos, ya que se originan caídas de tensión, fuentes de calor, perdidas de potencia. Esta prueba nos detecta esos puntos de alta resistencia que puede ocasionar daños al equipo.

En general, esta prueba se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión deslizables, como en interruptores, restauradores, puntos de contacto de reguladores o de cambiadores de derivaciones y cuchillas seccionadoras.

1.3.10 Pruebas de tiempo de operación y simultaneidad de cierre; y apertura en interruptores.

El objetivo de esta prueba es la determinación de tiempos de operación de interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases.

De lo anterior se comprueba si estas características se mantienen durante su operación dentro de los límites permitidos o garantizados por el fabricante o bien lo establecido por las normas correspondientes, de no ser así será posible entonces programar para efectuar ajustes al equipo y así recuperar sus valores o límites preestablecidos.

¿PORQUÉ HACER MANTENIMIENTO Y PRUEBAS?

Un programa organizado de mantenimiento y pruebas, reduce accidentes, paros de empresas y prolonga el tiempo en que sucedan fallas en los equipos eléctricos. Las ventajas pueden ordenarse en directas e indirectas.

- Las directas son los beneficios efectivos de los equipos y el aprovechamiento mejor del personal de seguridad y propiedades de las empresas.
- Las indirectas están relacionadas con un mejor estado de ánimo de los empleados, incremento en la habilidad, en la fabricación y productividad.

CAPITULO 2. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN.

2.1 Fundamentos de operación de un transformador en media tensión.

El transformador de potencia es un dispositivo el cual mediante la acción de un campo magnético es capaz de cambiar los niveles de voltaje de uno o más circuitos, a uno o más circuitos con la misma potencia y frecuencia.

Consta de dos bobinas de hilo conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético. Dichas bobinas no se encuentran interconectadas, la conexión que hay entre ambas bobinas es el flujo magnético común que existe dentro del núcleo.

Dentro del transformador existen tres tipos de devanados: devanado primario, secundario y devanado. El devanado primario es aquel que se encuentra conectado a una fuente de energía eléctrica alterna; el devanado secundario o terciario es el que suministra energía eléctrica a las cargas.

El principio de operación de un transformador está basado en la acción mutua que existe entre los fenómenos eléctricos y magnéticos. Se realiza la transferencia de

energía eléctrica de un devanado conectado a una fuente de energía eléctrica alterna, al devanado secundario y que se encuentra abierto (Figura 5).

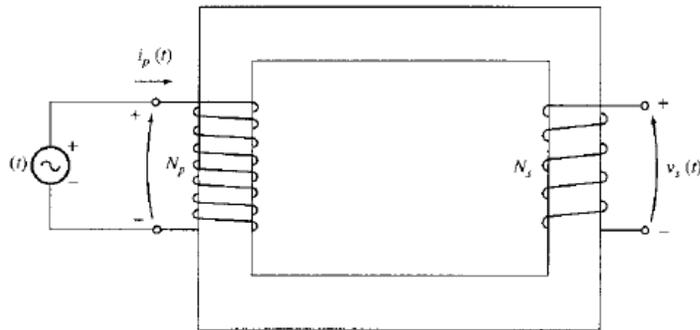


Figura 5.- Transformador sin carga en secundario.

La transferencia de energía se debe al fenómeno de inducción electromagnética el cuál origina una fuerza electromotriz explicada por la ley de Faraday:

$$e_{ind} = \frac{d\lambda}{dt}$$

Donde λ es el flujo ligado en la bobina a través de la cual se induce el voltaje. El flujo ligado λ es la suma del flujo que pasa a través de cada vuelta de la bobina tomadas todas las vueltas de la bobina:

$$\lambda = \sum_{i=1}^N \phi_i$$

El flujo ligado total a través de la bobina no es $N\phi$, donde N es el número de vueltas de la bobina, puesto que el flujo que pasa a través de cada vuelta de la bobina es ligeramente diferente al de las demás, dependiendo de la posición de la vuelta dentro de la bobina.

Es posible definir el flujo medio en una bobina. Si el flujo ligado total en todas las vueltas de la bobina es λ y si hay N vueltas, entonces el flujo medio por vuelta está dado por¹

$$\bar{\phi} = \frac{\lambda}{N}$$

y la ley de Faraday puede escribirse como

$$e_{ind} = N \frac{d\bar{\phi}}{dt}$$

2.1.1 Relación de voltaje del transformador.

La ley de Faraday explica lo que le ocurre al transformador cuando se le aplica un voltaje a través de las bobinas del devanado primario de la figura 5. Cuando la ecuación de la ley de Faraday expresada por el flujo y el número de vueltas se soluciona para el flujo medio presente en el devanado primario del transformador, queda como:

$$\bar{\phi} = \frac{1}{N_p} \int v_p(t) dt$$

La ecuación anterior describe el flujo medio en la bobina primaria y es proporcional a la integral del voltaje aplicado al devanado y la constante de proporcionalidad es el inverso del número de vueltas del devanado primario $1/N_p$.

El efecto en la bobina secundaria depende del flujo que llega a la bobina secundaria, algunas líneas de flujo pasan a través del aire por lo que el flujo de la

¹ Chapman, Stephen J. (2012). *Máquinas eléctricas*. México D.F.: McGraw-Hill Interamericana.

bobina primaria se divide en dos componentes: flujo mutuo y flujo disperso los cuales se describen a continuación y se pueden apreciar en la Figura 6.

El flujo mutuo permanece en el núcleo y une ambos devanados. El flujo disperso pasa a través de la bobina principal y regresa a ella por medio del aire y no cruza la bobina secundaria.

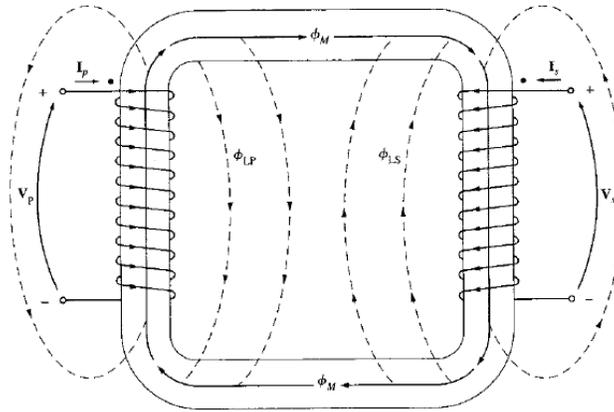


Figura 6.- Flujo mutuo y disperso.

Se puede expresar por medio de la siguiente ecuación:

$$\bar{\phi}_P = \phi_M + \phi_{LP}$$

Donde:

$\bar{\phi}_P$ = flujo medio total en el primario

ϕ_M = componente del flujo que liga los dos devanados (primario y secundario)

ϕ_{LP} = flujo disperso en el devanado primario

Para el devanado secundario el flujo se divide en flujo mutuo y flujo ligado. El flujo ligado pasa a través del devanado secundario pero no regresa a él a través del aire y no toca el devanado primario, se puede expresar por medio de la siguiente ecuación

$$\bar{\phi}_S = \phi_M + \phi_{LS}$$

Donde:

$\bar{\phi}_S$ = flujo medio total del devanado secundario

ϕ_M = componente del flujo que liga los dos devanados (primario y secundario)

ϕ_{LS} = flujo disperso en el devanado secundario

Con base a la ecuación para describir el flujo medio en la bobina primaria se puede expresar la ley de Faraday para el circuito primario

$$\begin{aligned} v_p(t) &= N_p \frac{d\bar{\phi}_P}{dt} \\ &= N_p \frac{d\phi_M}{dt} + N_p \frac{d\phi_{LP}}{dt} \end{aligned}$$

Si renombramos el primer miembro de la ecuación como $e_p(t)$ y al segundo como $e_{LP}(t)$, la ecuación puede escribirse de la siguiente forma:

$$v_p(t) = e_p(t) + e_{LP}(t)$$

Se puede expresar en términos de la ley de Faraday el voltaje en la bobina secundaria del transformador y queda como:

$$\begin{aligned} v_s(t) &= N_s \frac{d\bar{\phi}_S}{dt} \\ &= N_s \frac{d\phi_M}{dt} + N_s \frac{d\phi_{LS}}{dt} \\ &= e_s(t) + e_{LS}(t) \end{aligned}$$

El voltaje primario debido a los flujos mutuos está dado por:

$$e_P(t) = N_P \frac{d\phi_M}{dt}$$

Y el voltaje secundario debido a los flujos mutuos está dado por:

$$e_S(t) = N_S \frac{d\phi_M}{dt}$$

Se puede notar de las dos relaciones anteriores lo siguiente:

$$\frac{e_P(t)}{N_P} = \frac{d\phi_M}{dt} = \frac{e_S(t)}{N_S}$$

Por lo tanto,

$$\boxed{\frac{e_P(t)}{e_S(t)} = \frac{N_P}{N_S} = a}$$

Lo que se describe de esta ecuación es que *la relación entre el voltaje primario causado por el flujo mutuo, y el voltaje secundario causado por el flujo mutuo, es igual a la relación de vueltas del transformador*². Para un transformador con un buen diseño, el flujo que liga a los dos devanados es mucho mayor al flujo disperso en el devanado primario y el flujo que liga a los devanados es mucho mayor al flujo disperso en el devanado secundario, por lo tanto la relación entre el voltaje primario y el voltaje total en el secundario es aproximadamente:

² Chapman, Stephen J. (2012). *Máquinas eléctricas*. México D.F.: McGraw-Hill Interamericana.

$$\frac{v_p(t)}{v_s(t)} = \frac{N_p}{N_s} = a$$

2.1.2 Corriente de magnetización en un transformador.

Como se muestra en la figura 5 al conectar una fuente de energía eléctrica, fluye la corriente en el circuito primario, a pesar de que el circuito secundario se encuentre abierto. Es la corriente que se requiere para generar un flujo en el núcleo ferromagnético.

La corriente se divide en dos componentes:

- Corriente de magnetización i_M , es la corriente que se requiere para producir el flujo en el núcleo del transformador.
- Corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} , es la corriente que se requiere por el fenómeno de histéresis y por las corrientes parásitas.

En la figura 7 se puede apreciar la curva de magnetización del núcleo del transformador. En la gráfica de la figura 7, se puede localizar la magnitud de la corriente de magnetización conociendo el valor del flujo del núcleo.

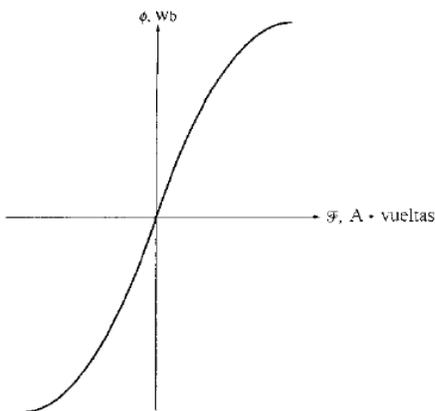


Figura 7.- Curva de magnetización del núcleo del transformador.

Si se omiten los efectos de la dispersión de flujo se puede expresar el flujo medio por la siguiente ecuación:

$$\bar{\phi} = \frac{1}{N_p} \int v_p(t) dt$$

Si el voltaje primario está representado por $v_p(t) = V_M \cos \omega t$ V, el flujo resultante es:

$$\begin{aligned} \bar{\phi} &= \frac{1}{N_p} \int V_M \cos \omega t dt \\ &= \frac{V_M}{\omega N_p} \text{sen } \omega t \quad \mathbf{Wb} \end{aligned}$$

En la figura 8 se observa la gráfica par la corriente de magnetización la cual se construye a partir de comparar los valores de la corriente que se requiere para producir un flujo dado comparados con el flujo del núcleo en diferentes tiempo.

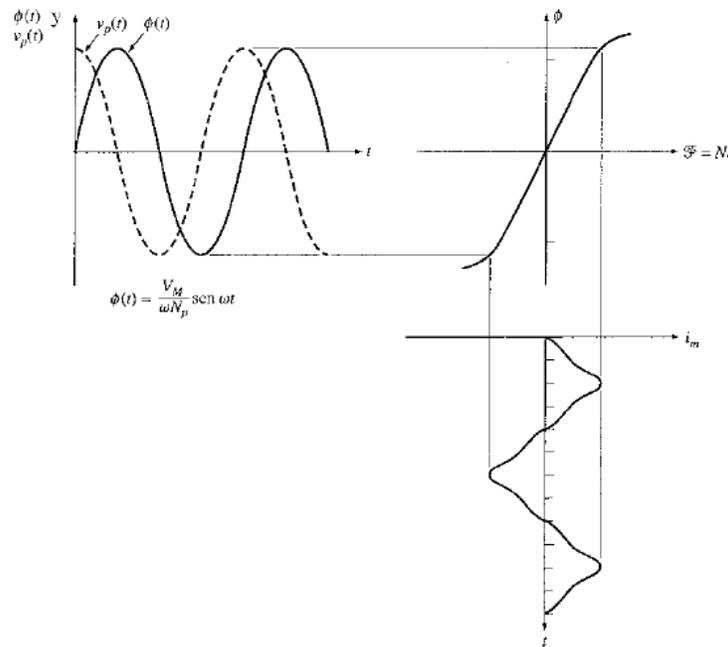


Figura 8.- Corriente de magnetización causada por el flujo en el núcleo del transformador.

Se deben tomar en cuenta los siguientes puntos para la corriente de magnetización:

- Debido a la saturación magnética del núcleo del transformador se crean las componentes de más altas frecuencias de la corriente de magnetización. La corriente de magnetización en el transformador no son sinusoidales.
- Cuando el pico del flujo llega al punto de saturación en el núcleo, un pequeño aumento en el flujo pico requiere un gran aumento en la corriente pico de la magnetización.
- La componente de la corriente de magnetización se encuentra en atraso de 90° con respecto al voltaje aplicado al núcleo.
- Cuando el proceso de saturación de núcleo es muy grande las componentes armónicas son mayores.

La corriente de pérdidas en el núcleo es la corriente de vacío se requiere para suministrar potencia al proceso de histéresis a las pérdidas por corrientes parásitas en el núcleo. Se deben tener en cuenta los siguientes aspectos con referencia a la corriente de pérdidas en el núcleo:

- Debido a los efectos no lineales de la histéresis hace que la corriente de pérdidas en el núcleo sea no lineal.
- El voltaje que se aplica al núcleo se encuentra en fase con la componente fundamental de la corriente de pérdidas.

Finalmente la corriente total de vacío en el núcleo se llama corriente de excitación y está expresada por la suma de las corrientes de magnetización y de pérdidas en el núcleo

$$i_{ex} = i_M + i_{h+e}$$

2.1.3 Relación de corrientes en un transformador

En la figura 9 se observa un transformador con una carga conectada al secundario del transformador, los puntos que se observan en la figura sirven para determinar la polaridad la polaridad de los voltajes y corrientes. La corriente que fluye hacia un devanado, por su extremo marcado con un punto, produce una fuerza magneto motriz positiva \mathcal{F} , en caso contrario se produce una fuerza magneto motriz negativa.

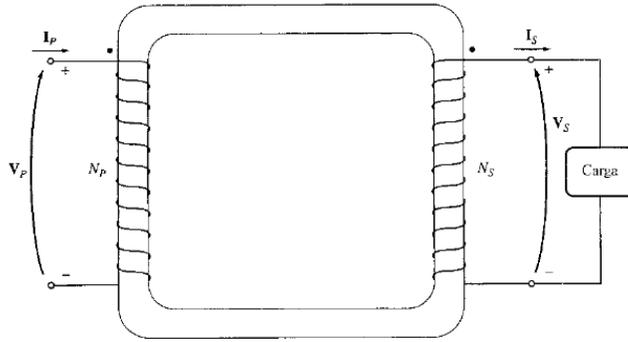


Figura 9.- Transformador con carga en secundario

Con base a la figura 9, se observa que la corriente primaria produce una fuerza magneto motriz positiva $\mathcal{F}_{net} = N_p i_p$, y la corriente secundaria produce una fuerza magneto motriz negativa $\mathcal{F}_{net} = N_s i_s$. Por lo tanto la fuerza magneto motriz en el núcleo se ve expresada por:

$$\mathcal{F}_{net} = N_p i_p - N_s i_s$$

La fuerza magneto motriz en el núcleo debe ser igual al flujo neto en el núcleo:

$$\mathcal{F}_{net} = N_p i_p - N_s i_s = \phi \mathcal{R}$$

Donde \mathcal{R} es la reluctancia del núcleo del transformador y que es aproximadamente cero en tanto el núcleo esté saturado:

$$\mathcal{F}_{net} = N_p i_p - N_s i_s \approx 0$$

Por lo tanto las expresiones quedan de la siguiente forma

$$\boxed{N_p i_p \approx N_s i_s}$$

$$\frac{i_P}{i_S} \approx \frac{N_S}{N_P} = \frac{1}{a}$$

2.2 Características comunes y descripción de los elementos que componen al transformador

Las partes principales de un transformador, son:

- Núcleo magnético.
- Bobinados primario, secundario, terciario, etcétera.

Las partes auxiliares son:

- Tanque, recipiente o cubierta.
- Boquillas, terminales.
- Medio refrigerante.
- Conmutadores y auxiliares
- Indicadores.

2.2.1 Núcleo magnético

El núcleo constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro y su función principal es conducir el flujo activo.

Con el fin de disminuir las pérdidas por corrientes parásitas, el núcleo está constituido por chapas ferromagnéticas eléctricamente aisladas de acero al silicio (4%) las cuales se colocan en capas sucesivas y van sujetas por el herraje o bastidor. Sus gruesos son del orden de 0.335 mm (0.014 pg.), con un aislante de 0.0254 mm (0.001 pg.).

El aislamiento entre chapas magnéticas puede ser de diversa naturaleza. Fue de general uso el papel, que se pegaba antes del corte en una de las caras de la chapa magnética. Posteriormente, se utilizó barniz (Silicato sódico).

Actualmente las chapas de grano orientado vienen preparadas mediante un tratamiento especial (Termoquímico, nombre comercial Carlité), que proporciona el necesario aislamiento (ambas caras).

Hay dos tipos de construcción de transformadores en relación a su núcleo:

- **Tipo núcleo.** Las bobinas se colocan alrededor del núcleo en forma concéntrica, poniendo primero las bobinas de más alto voltaje, las cuales requieren menor aislamiento; y después las de alto voltaje, como se muestra en la figura 10

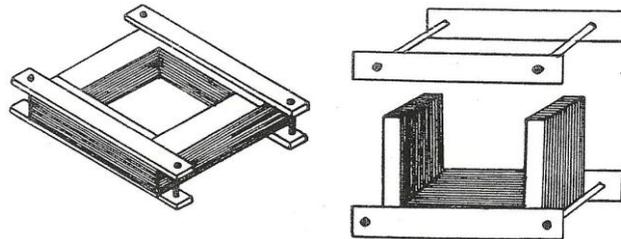


Figura 10.- Transformador tipo núcleo

- **Tipo acorazado.** En el cuál el circuito magnético abarca una parte considerable de los devanados como lo indica la figura 11.

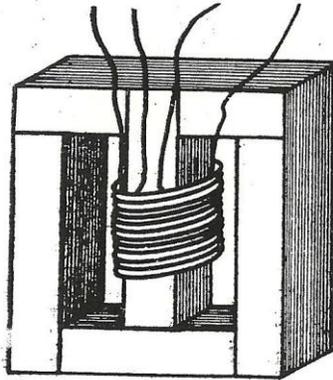
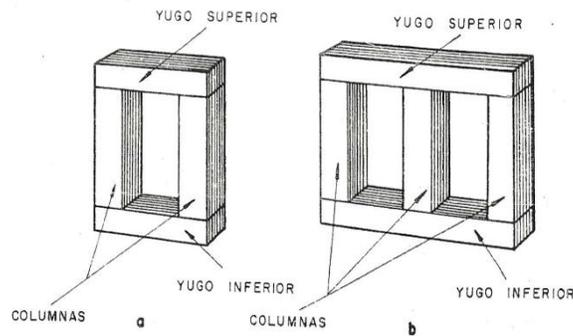


Figura 11.- Transformador tipo acorazado

La figura 12, muestra las partes fundamentales de un núcleo.



**Figura 12.- Partes fundamentales de un núcleo:
Monofásico (a), Trifásico (b)**

➤ **Circuitos Magnético y Eléctricos**

Existen dos circuitos eléctricos (Primario y Secundario), y un Circuito Magnético, para el flujo Φ .

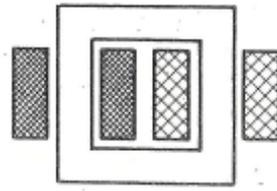


Figura 13

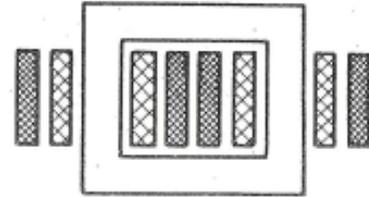


Figura 14

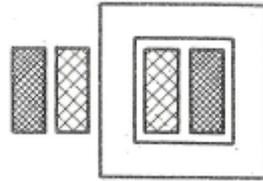


Figura 15

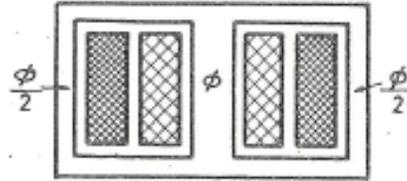


Figura 16

En la figura 13, el primario y el secundario están montados en distintas columnas del circuito magnético del transformador.

En la figura 14 se han arrollado la mitad de las espiras del Primario en la columna de la izquierda y la otra mitad en la de la derecha., de la misma manera en el Secundario.

En la figura 15, ambos arrollamientos se han montado en una columna.

En la figura 16, los arrollamientos están dispuestos en una columna, sin embargo el circuito magnético se completa por dos caminos en derivación. Existen tres columnas. En la central se establece un flujo Φ (sección de columna S) en cada una de las extremas el flujo es $\Phi/2$ (sección $S/2$).

2.2.2 Bobinados

Los bobinados constituyen los circuitos de alimentación y carga; pueden ser de una, dos o tres fases y, estar hechos de alambre delgado, grueso o de barra, dependiendo la corriente y el número de espiras que tengan.

La función de los devanados es crear un campo magnético (primario), con una pérdida de energía muy pequeña y utilizar el flujo para inducir una fuerza electromotriz (secundario).

La figura 17, muestra los devanados en transformadores trifásicos y monofásicos.

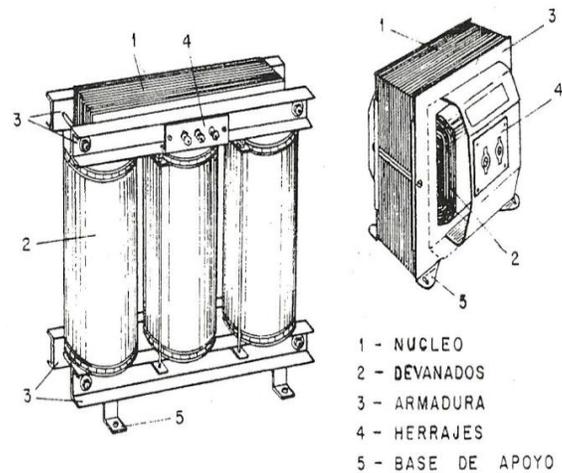


Figura 17.- Elementos de construcción en un transformador trifásico y monofásico.

En su función básica, lo esencial de los arrollamientos es el número de espiras y es de interés secundario la forma de tales espiras, y la disposición de los arrollamientos.

En la figura 18, representa un transformador con arrollamientos concéntricos o por capas, separados por un cilindro de material aislante, donde el arrollamiento de baja suele ser el interior.

La figura 19 muestra un transformador construido a base de arrollamientos alternados constituidos por disco, galletas o bobinas, donde el arrollamiento de baja suelen serlo las bobinas extremas.

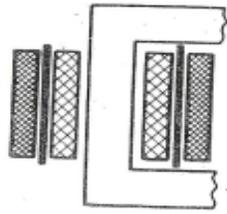


Figura 18
Arrollamientos Concéntricos

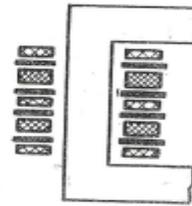


Figura 19
Arrollamientos Alternos

2.2.3 Tanque recipiente o cubierta

La función del tanque es la de radiar el calor producido en el transformador. Es un elemento indispensable en aquellos transformadores que usan otro medio de refrigeración diferente al aire, sin embargo en casos especiales, puede no utilizarse.

El método por el cual el tanque o recipiente elimina el calor, es fundamentalmente por convección y por radiación. La refrigeración externa de la caja (ondas tubos o radiadores), puede efectuarse por convección natural, o disponiendo ventiladores que activen la circulación del aire

La figura 20, muestra la introducción de un transformador trifásico en el tanque

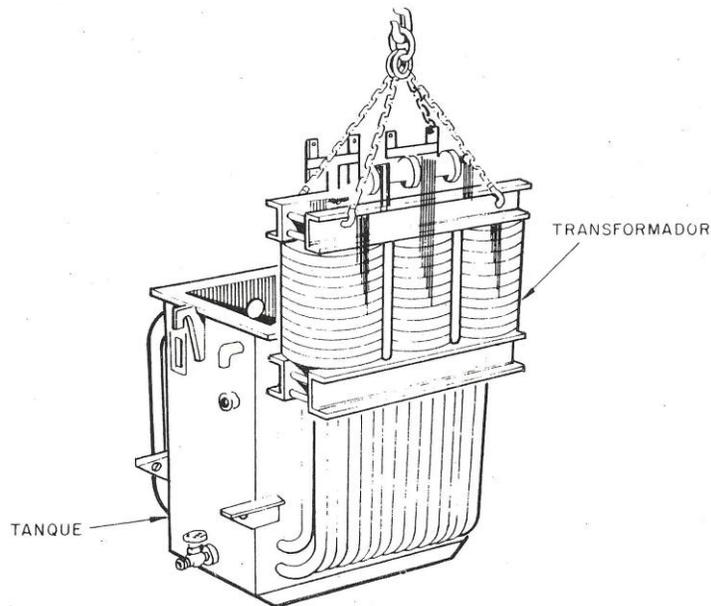


Figura 20.- Tanque para un transformador trifásico.

2.2.4 Boquillas terminales

La boquilla permite el paso de la corriente a través del transformador y evita que haya un escape indebido de corriente, con la protección contra flameo

2.2.5 Medio refrigerante

Para evitar pérdidas en los arrollamientos, en el núcleo, y en otros elementos que motiven el calentamiento de la máquina, existen medios refrigerantes.

Los principales medios refrigerantes que se utilizan en contacto inmediato con los arrollamientos, son el aire y el aceite mineral. En sustitución de este último, se emplean líquidos incombustibles especiales llamados askarel, cuyos nombres comerciales son el pyraleno, clophen.

El uso del aceite como medio refrigerante, posee mejores características térmicas y eléctricas a diferencia del aire (sin embargo, puede ser otro tipo de conductor de calor; líquido, sólido o semisólido).

La parte activa del transformador va sumergida en aceite, dentro del tanque o caja anteriormente citado, que puede tener una superficie de refrigeración considerable; la cual puede ser construida a base de ondas, tubos, o con radiadores agregados.

➤ **Conservación del aceite.**

El elemento que mayor atención requiere en su conservación un transformador, es el aceite.

Los aceites naturales tienden a alterarse, es decir a oxidarse y a polimerizarse. Estas alteraciones merman las cualidades electrotécnicas del aceite. La temperatura, la humedad y el contacto con el oxígeno del aire ocasionan estas alteraciones formando lodos y productos ácidos.

Para atenuar el envejecimiento o atenuación se disponen los depósitos de expansión o conservadores de aceite. Al calentarse el transformador con la carga el aceite se dilata, con lo que fluye una parte al depósito de expansión, el cual tendrá un nivel mínimo (transformador frío), y un nivel máximo (transformador en caliente) Así se consigue que la superficie del aceite en contacto con el oxígeno del aire sea menor y con esto el aceite del depósito de expansión, estará más frío que el de la capa superior de la caja.

Otra de las características del aceite es que puede absorber humedad, lo que provoca un sensible descenso de su rigidez dieléctrica, sin embargo el depósito de expansión contribuye a evitar la humedad.

2.2.6. Conmutadores y auxiliares

Los conmutadores, cambiadores de derivaciones o taps, son órganos destinados a cambiar la relación de voltajes de entrada y salida, para regular el potencial del sistema o la transferencia de energía activa o reactiva entre los sistemas interconectados.

Hay dos tipos de conmutadores: el de cambio sin carga (sencillo), o el de cambio con carga por medio de señal (automático).

2.2.7. Indicadores

Son aparatos que nos señalan el estado del transformador marcando niveles de presión, temperatura, corriente, etcétera.

2.3 Características y descripción de los elementos que conforman al transformador.

Los fenómenos naturales y las condiciones de uso tienden a envejecer prematuramente las condiciones de aislamiento de los transformadores y si no son objeto de un mínimo programa de mantenimiento que detecte situaciones de riesgo o limitación de uso; la situación resultante conducirá a averías, fallas, paradas no programadas, interrupciones de suministro que hoy en día son tan negativas ante el cliente final.

El mantenimiento o la reparación del transformador consisten en la rehabilitación de los daños ocasionados por la falla o en la prevención de los mismos. Se reponen parcial o totalmente materiales, partes y accesorios. De acuerdo a la magnitud de los daños y el alcance de su rehabilitación, las reparaciones se clasificarán dentro de los siguientes tipos.

2.3.1 Reparación mayor.

Esta reparación comprende la reposición total de devanados nuevos en alta y baja tensión, en sus tres fases para el caso de transformadores trifásicos y en una sola fase en el caso de ser monofásicos.

Se deben tomar en cuenta los trabajos necesarios para retirar las bobinas dañadas, instalación de las nuevas, así como reparación y reposición de otras partes y accesorios que deben rehabilitarse. Al término de estos trabajos, el transformador debe quedar listo para pruebas de aceptación y posterior entrada en servicio.

2.3.2 Reparación parcial.

➤ Reparación de fase completa.

Esta reparación comprende la reposición con bobinas nuevas (conductor y aislamiento nuevo) de los devanados de alta, y baja tensión en una o dos fases en el caso de transformadores trifásicos.

Se realizan los trabajos necesarios para retirar la bobina dañada e instalación de la nueva, así como reparación y reposición de otras partes y accesorios que deben rehabilitarse, determinados en la evaluación de la totalidad de los daños.

➤ Reparación de bobina.

Esta reparación comprende la reposición de una o dos bobinas de cualquiera de los devanados, ya sea de alta tensión, o baja tensión del transformador.

Se realizan los trabajos necesarios para retirar la bobina dañada e instalación de la nueva, así como reparación y reposición de otras partes y accesorios que deben rehabilitarse; determinados en la evaluación de la totalidad de los daños.

➤ **Reparación parcial de bobinas**

Esta reparación comprende la reposición de una sección o parte de una bobina por una nueva de cualquiera de los devanados de alta tensión, o baja tensión de un transformador trifásico o monofásico.

Se realizan los trabajos necesarios para retirar la bobina dañada e instalación de la nueva, así como reparación y reposición de otras partes y accesorios que deben rehabilitarse; determinados en la evaluación de la totalidad de los daños.

2.3.3 Reparaciones menores.

Internas

Estas reparaciones se refieren a trabajos de rehabilitación y sustitución de partes y accesorios internos, para lo cual es necesario destapar el transformador para tener el acceso a estos, sin que ello implique desarmar la parte activa (núcleo y bobinas). Se realizan los trabajos necesarios para poner en condiciones de servicio el transformador. Estas reparaciones menores internas pueden ser:

- cambiador de derivaciones,
- guías de terminales,
- soportes y estructuras aislantes,
- barreras aislantes,
- regeneración de líquido aislante,
- reparaciones de tanque
- empaques,
- reparación de cubierta.

Externas

Estas reparaciones se refieren a trabajos de rehabilitación y sustitución de partes y accesorios externos, los cuáles se pueden realizar sin o bien destapando el transformador.

Estas reparaciones menores externas pueden ser en:

- boquillas,
- radiadores,
- mecanismo del cambiador de derivaciones,
- válvulas,
- fugas de aceite.

En el caso de reparación de boquillas y/o fugas de aceite en el tanque principal, aunque se considere como una reparación menor, en un momento dado y de acuerdo con la magnitud de la falla, puede implicar destapar el transformador aún sin tocar la parte activa.

2.3.4 Partes y componentes.

➤ Materiales.

Los materiales empleados en la reparación y su acabado final son en base a las normas NMX-J-153 y NMX-H-4; deben ser todos nuevos y de las mismas características a los utilizados en la manufactura de los transformadores nuevos.

En el caso de utilizar madera es importante que sea deshidratada antes de su empleo. Es recomendable usar preferentemente maple o ayacahuite.

➤ Puntos de unión.

Todas las conexiones permanentes que lleven corriente deben unirse con soldadura a base de plata o cobre fosforado, o también con conectores a compresión, adecuados al calibre del conductor y en este último proceso no deben presentar degollamiento.

➤ **Conexión del Núcleo al Tanque.**

El núcleo debe quedar eléctricamente conectado al tanque en un solo punto, utilizando un conductor de cobre o aluminio. Los transformadores de núcleo continuo se deben reparar sin cortar el núcleo.

➤ **Conductor de Devanados.**

El conductor de los devanados tanto de alta como de baja tensión debe ser cobre y/o aluminio, con la resistencia mecánica necesaria para soportar los esfuerzos de cortocircuito.

➤ **Aislamiento de los Conductores.**

El aislamiento debe ser compatible con el aceite del transformador, su capacidad térmica debe ser como mínimo de 12º C, de acuerdo a la norma NMX-J-153; además sus características dieléctricas, químicas y térmicas deben ser adecuadamente seleccionadas para el correcto funcionamiento de los transformadores reparados.

➤ **Reposición de Boquillas.**

Deben ser con dimensiones y las características iguales a las originales del transformador como se indica en la norma NMX-J-234, donde se detallan las características a cumplir.

Para el caso de no existir iguales a las originales, se deben instalar boquillas que cumplan con las características y dimensiones correspondientes que se establecen en las especificaciones de cada transformador

➤ **Fijación de Bridas.**

Todos los tornillos de apriete de las bridas de las boquillas de alta y baja tensión deben presentar una perpendicularidad con respecto a la superficie de la base de

la boquilla; además deben contar con contra-tuercas o cualquier medio que impida que se aflojen.

➤ **Protección de Boquillas de Baja Tensión**

En caso de que no tenga protección, se debe colocar como lo describe la especificación CFE KOOOO-01, un bastidor de solera de hierro de 36 x 6,4 mm de sección, el cual debe estar soldado en todo el perímetro en contacto. La distancia que se requiere mantener entre dicho bastidor y el conector de la boquilla es de por lo menos 50 mm.

➤ **Juntas (Empaques)**

Las juntas (empaques) deben ser de un material elastomérico que cumpla con las características indicadas en la tabla 2 y con el método de compatibilidad en aceite aislante que se incluye en el anexo A con los límites que se indican en el método.

Característica	Método ASTM	Valor
Dureza Shore A	D-2240	60-65
Tensión a la ruptura última	D-412	10 (MPa)
Elongación última	D-41 2	500 (%)
Compresión permanente 22 h a 70°C	D395(3)	20 (%)
Cambio de volumen 72 h/100°C	D-471 D-3455	5 (%)
Relajación por fluencia	F-38	Por comparación
Temperatura de operación	****	130°C

Tabla 2.- Características de los empaques.

➤ **Hermeticidad y Resistencia Mecánica del Tanque**

El tanque del transformador debe estar construido y/o reparado para soportar totalmente ensamblado, una presión de 50 kPA durante 3 horas sin presentar fugas.

Debe ser hermético, con objeto de preservar el aceite durante el transporte y manejo normal, así como en operación.

➤ **Limpieza en el Interior del Tanque**

El interior del tanque debe estar libre de basura, rebaba o cualquier otro elemento extraño, visibles, que se encuentre en el fondo del tanque, en las bobinas o quede suspendido en el aceite.

➤ **Acabado**

El acabado final del transformador ya reparado, así como su color debe ser de acuerdo a la especificación correspondiente al tipo de transformador y a lo siguiente:

- a) Tipo poste,
- b) Tipo sumergible y
- c) Tipo pedestal

2.3.5 Accesorios

Cuando el o los transformadores sean evaluados para mantenimiento, la empresa a cargo de dicha reparación deberá incluir en su cotización de reparación todos los accesorios que le falten al transformador los cuales deben ser de las mismas características que los originales, o en su defecto utilizar los que se indican para los transformadores correspondientes y especificados de acuerdo a sus capacidades, normas de referencia, o en su defecto, especificaciones.

➤ **Placa de Datos**

Para el caso de transformadores a reparar, ya sea que carezcan o no de su placa de datos, el transformador reparado debe portar una nueva, grabada con las características respectivas del transformador reparado.

Se recomienda que el reparador deba incluir una placa de datos de material inoxidable, donde se indiquen en forma puntual los datos siguientes:

- a) Fecha de reparación.
- b) Nombre de taller de reparación.
- c) Capacidad (kVA).
- d) Tensiones (V).
- e) Eficiencia (%).
- f) Corriente de excitación (%).
- g) Impedancia % a “C
- h) Tipo de reparación: (mayor, menor o parcial)

➤ **Reposición del Cambiador de Derivaciones**

La reparación del cambiador debe ser con piezas originales. Cualquier duda en la operación del cambiador, se requiere sea remplazado por uno nuevo.

El cambiador a utilizar, debe ser el requerido para los transformadores dependiendo el tipo de transformador, si es interno o externo, y de las capacidades del mismo.

2.3.6 Líquido Aislante

El líquido aislante a utilizarse es aceite mineral aislante no inhibido, que cumpla con las características establecidas por el área usuaria y a su vez con la NMX-J-123-ANCE-2008 ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES – ESPECIFICACIONES, MUESTREO Y MÉTODOS DE PRUEBA.

2.3.7 Certificación de Prueba

Al término de los trabajos de reparación, el transformador completamente ensamblado, procesado y cerrado debe ser sometido a pruebas por el personal propio de la empresa o del taller encargado de efectuar este trabajo. Las pruebas a realizar deben ser presenciadas y certificadas por personal autorizado previamente.

CAPITULO 3. PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES EN MEDIA TENSIÓN.

3.1 Factores físicos y ambientales que deterioran un transformador

Cada transformador que vemos en las subestaciones eléctricas, en la vía pública, el campo, en los postes, etc., tiene como misión reducir el voltaje.

Los transformadores son directamente proporcionales a sus capacidades de voltaje y corriente que poseen; pueden ser muy grandes, si se utilizan para grandes voltajes y corrientes, o relativamente pequeños, si se colocan en la última etapa de la cadena de abastecimiento para suministrar energía a un sólo usuario u hogar. Por eso, los transformadores varían mucho en cuanto a tamaño y forma.

Sin embargo, todo tipo de transformador está compuesto por las siguientes partes, que se deben considerar al retirarlo de servicio:

- Un núcleo de metal magnético
- Bobinas de cobre, cubiertas con una capa aislante de resina o papel, cuyo número de vueltas en cada una de sus bobinas, determina la relación de transformación.
- Caja metálica que contiene al núcleo y está sostenida por separadores de madera (con propiedades aislantes) de diversas formas, los cuáles son porosos y pueden absorber el aceite dieléctrico;
- Aceite dieléctrico, para cubrir, el espacio vacío dentro de la caja del transformador y evitar cortos.

Al diseñar el transformador se toma en cuenta el hecho que su funcionamiento genera calor y que este calor debe ser expulsado para evitar el calentamiento de todo el equipo, que provocaría una disminución de la eficiencia eléctrica del equipo,

aumentaría posiblemente el riesgo de sobrecalentamiento y, con ello, el peligro de incendio.

Algunos de los factores que podrían afectar el funcionamiento de un transformador y generar su deterioro o salida de funcionamiento son:

- Fuga de aceites, incendios;
- Condiciones eléctricas y mecánicas deficientes
- Incompatibilidad con criterios ambientales racionales y fin de la vida útil del equipo.

Por los puntos anteriormente enlistados, es necesario realizar evaluaciones y pruebas periódicas y constantes para detectar posibles ineficiencias en cualquier aspecto del funcionamiento del transformador, para tomar las medidas necesarias para remediar las fallas observadas.

La prueba más sencilla y económica que puede aplicarse a un transformador, sea funcionando o sea almacenado, es la inspección visual. Ésta se complementará con pruebas periódicas del funcionamiento eléctrico y con análisis químicos como: análisis del fluido dieléctrico, cuando sea posible.

3.1.1 Fugas en los transformadores

Si se ha detectado una fuga o filtración en los transformadores es necesario determinar su causa para preparar medidas correctivas.

Algunos tipos de fugas que se producen en los transformadores pueden ser producidas por:

- **Por los sellos y juntas.**

En estos casos es posible efectuar reparaciones efectivas que no afecten al mismo transformador.

- **Defecto en la estructura metálica del transformador.**

En este caso, es necesario inspeccionar regularmente la superficie exterior del transformador para poder detectar cualquier problema lo antes posible.

Si la fuga se debe a una fractura de la caja metálica del transformador, las causas pueden ser diversas:

- I. **Por desperfectos mecánicos y accidentales de la caja del transformador.** Los cuales pueden exponer a la caja metálica del transformador, a la acidez del aceite, haciéndola más frágil y por consiguiente, propensa a corrosión y finalmente filtraciones.
- II. **Degradación lenta del aceite,** que lo hará más corrosivo. La acidez puede a su vez ocasionar corrosión interna en las partes más frágiles del transformador, aun cuando éste parezca estar en condiciones satisfactorias. Las partes más frágiles de un transformador son las aletas de enfriamiento, que se fabrican mediante flexión, moldeo y posiblemente soldeo.

Estas operaciones pueden provocar tensiones y el debilitamiento de la estructura, lo que la hace más vulnerable a la corrosión. Además de reparar la fuga, si es posible, habrá que tomar medidas efectivas respecto al aceite que se haya derramado.

3.1.2 Condiciones eléctricas y mecánicas deficientes.

Los transformadores deben examinarse periódicamente para detectar cualquier cambio que pueda constituir un primer signo de deterioro en el funcionamiento del transformador y, por ende, de riesgos latentes.

El proceso de verificación comprenderá los siguientes aspectos:

- **Funcionamiento eléctrico.**

Se trata de una evaluación directa del funcionamiento y se realizará siguiendo las instrucciones del fabricante.

- **Nivel de aceite en el transformador.**

Ciertos transformadores tienen dispositivos que permiten controlar el nivel de aceite. En caso de que exista reducción del nivel de aceite, este se compensará agregando un aceite dieléctrico similar.

- **Cambios en las características del aceite.**

Este control implica tener acceso al aceite del transformador para realizar ciertas mediciones en él y asegurarse que sus propiedades físicas y eléctricas no hayan sufrido cambios negativos.

3.1.3 Incompatibilidad con criterios ambientales racionales

Si se ha determinado que las condiciones del transformador no son compatibles con los criterios de una gestión ambientalmente racional. Puede plantearse la reclasificación de transformador. Hay dos razones fundamentales para reclasificarlo:

- Se ha detectado que el aceite que utiliza el transformador, rebasa los niveles aceptables según la normatividad. Sin embargo, el equipo aún se encuentra en buenas condiciones eléctricas y mecánicas que justifican su utilización. Por lo tanto, podría considerarse el rellenado del transformador.
- Se ha decidido que el transformador ya no cumple con las especificaciones relativas a su uso porque, por ejemplo, su rendimiento eléctrico es deficiente, está en mal estado mecánico, o tiene filtraciones. En estos casos, el transformador debe ser reemplazado por una unidad nueva, y debe también ser eliminado con métodos autorizados por la legislación pertinente.

3.2 Tipos y características de las pruebas.

En los transformadores se realizan distintos tipos de pruebas que tienen diferentes propósitos, para este caso las dividiremos en eléctricas y físicas-químicas.

Una de las finalidades de realizar las pruebas es para determinar y programar la frecuencia con la que se deben realizar los mantenimientos preventivos y correctivos.

3.2.1 Pruebas eléctricas.

Las pruebas a transformadores se realizan para comprobar que el diseño y la construcción del mismo fueron realizadas correctamente, además de verificar que resista todas las situaciones peligrosas a las que se encontrara expuesto durante su operación en un periodo de veinte años o más.

A los transformadores de distribución se les practica una serie de pruebas desde las realizadas a la materia prima hasta las de mantenimiento, dichas pruebas son:

- **Pruebas a la materia prima.**

Materiales electrotécnicos:

- Aislantes sólidos (cintas, papeles, cartones, madera, etc.).
- Líquidos (aceite mineral, aceites de silicones, fluido r-temp).
- Ferromagnéticos (aceros eléctricos).
- Aislamientos externos (boquillas de A.T. y B.T.).

➤ **Pruebas en fábrica.**

Pruebas para verificar la calidad de fabricación.

Estas pruebas además de determinar la calidad de su fabricación evalúan el estado en el que se encuentra para soportar las condiciones normales de operación y las anormales que son provocadas por fallas o sobretensión de tipo atmosférico, dichas pruebas son:

- Resistencia al aislamiento.
- Factor de disipación del aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite.
- Relación de transformación y polaridad.
- Resistencia óhmica de los devanados.
- Potencial aplicado.
- Potencial inducido.
- Impulso por descarga atmosférica.
- Prueba de temperatura.
- Prueba de coto circuito a tensión nominal.

Pruebas para determinar la calidad del servicio.

Al realizar estas pruebas se obtiene la eficiencia de trabajo del transformador y su regulación de tensión. Además se verifica si el transformador se encuentra dentro del porcentaje de impedancia de corriente de excitación que está establecido en garantía, dichas pruebas son:

- Pérdidas en los devanados y porcentaje de impedancia.
- Pérdidas en el núcleo y porcentaje de corriente de excitación.

Pruebas para determinar la calidad de operación del transformador.

Estas pruebas se realizan para conocer el valor de fin de vida útil del transformador, dicho valor se puede determinar conociendo la rapidez con la que envejece el aislamiento debido a que es proporcional a la vida útil del transformador. Las pruebas son:

- Temperatura.
- Hermeticidad.
- Descargas parciales.

3.2.2 Pruebas físico-químicas.

Al igual que las pruebas eléctricas, las pruebas físico químicas son realizadas para comprobar que el diseño y la construcción del mismo fueron realizadas correctamente, además de verificar que resista todas la situaciones peligrosas a las que se encontrara expuesto durante su operación en un periodo de veinte años o más.

En este caso, las pruebas son realizadas al líquido aislante en el que se encuentra el transformador, específicamente las pruebas se realizan al aceite aislante.

La función del aceite es proveer aislamiento dieléctrico, proteger el papel y disipar el calor que se genera en el núcleo del embobinado. El aceite también proporciona información acerca del funcionamiento del transformador y es una herramienta útil para determinar el estado del aislamiento sólido.

Con el paso del tiempo el sistema de aislamiento de un transformador entra en un proceso de degradación química y formación de compuestos como alcoholes, ácidos, peróxido, acetonas, aldehídos, etc., los cuales forman sedimentos llamados lodos. Los lodos son ácidos, insolubles y su formación va acompañada de otros compuestos ácidos orgánicos disueltos en el aceite, la presencia de éstos ácidos son síntomas de envejecimiento.

Las pruebas que son realizadas al líquido aislante son:

- Pruebas dieléctricas.
- Pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.

3.3 Objetivo de pruebas de aceptación a transformadores

Con el fin de verificar la condición general del transformador y programar las medidas preventivas o correctivas, se realizan pruebas eléctricas y dieléctricas.

En la actualidad se realizan diversas pruebas preventivas en transformadores energizados; Factor de potencia, Cromatografía de gases disueltos en aceite, Resistencia de aislamiento y devanados; que actualmente son reconocidas como métodos confiables para el diagnóstico e identificación de fallas eléctricas.

Parte del servicio que se deberá realizar al transformador consiste en la limpieza, inspección física del transformador, así como pruebas de resistencia de aislamiento, relación de transformación, resistencia óhmica y medición de inductancia, entre otras.

Lo anterior se realiza con equipos de medición y prueba diseñados para tal fin, siguiendo los lineamientos que se establecen en la norma NXM-J-169 vigente, inherente a métodos de prueba para transformadores de distribución y potencia.

Las pruebas de forma periódica, se realizan después de que el transformador está instalado en su ubicación permanente. El objetivo principal de realizar pruebas de rutina consiste en supervisar el estado de la unidad de forma que cualquier problema potencial puede ser detectado con cierta anticipación y así prevenir fallas.

Si un transformador presentara algún tipo de falla, se considera realizar una serie de pruebas que dictaminará su estado, decidiendo si la unidad se puede reparar en el punto localizado o si necesita ser removido para su reparación, ya sea con el fabricante, o un centro especializado.

A través de comparar los resultados de las pruebas con las normas establecidas se puede llevar un “historial” del transformador, y de manera concluyente se obtendrán las razones por las que se presentó la falla.

3.3.1 Tipos de fallas en transformadores de distribución.

Existe una clasificación de los tipos de fallas que presentan los transformadores de distribución, las cuales se enumeran a continuación:

- a) **Térmicas:** estas fallas se presentan cuando la temperatura de trabajo sobrepasa la establecida por el fabricante, ocasionando degradación del aceite dieléctrico de manera progresiva, lo que trae como consecuencia a mediano plazo, el deterioro del equipo, por efecto de una sobrecarga.

- b) **Arco Eléctrico:** este fenómeno ocurre cuando las protecciones del transformador no operan correctamente, factores como la contaminación y la humedad intervienen en el mal funcionamiento de dichas protecciones. Lo que trae como consecuencia, cortocircuitos externos que dañan de manera interna al equipo, dejando esa parte de la red eléctrica fuera de servicio repentinamente.

- c) Descargas Parciales: son pequeñas descargas eléctricas que se producen en el seno de cavidades con gas presente en un medio aislante sólido o líquido. En los transformadores de distribución están asociadas a condiciones de sobretensión ocasionando anomalías en el aislamiento del equipo.

3.3.2 Otras causas de fallas en transformadores de distribución

Existen otras causas de fallas que se pueden presentar en los transformadores de distribución, para lo cual, se presentan una serie de recomendaciones a fin de evitar la ocurrencia de las mismas.

➤ Especificaciones Técnicas

Existen características nominales indicadas por los fabricantes, que deben corresponder a la carga requerida por la red de distribución eléctrica, dentro de las cuales es importante considerar lo siguiente:

1. Nivel básico de aislamiento (del valor requerido)
2. Impedancia de cortocircuito del valor nominal: si la misma es demasiado alta, afecta la regulación del sistema; y si es demasiado baja, da lugar a elevadas corrientes de corto circuito.
3. El cambiador de derivaciones debe ser de accionamiento interno.

3.3.3 Defectos de Fabricación

Aunque hay formas de construcción preestablecidas, las mismas no están exentas de errores que pudieran presentarse, ocasionando fallas en los transformadores de distribución, por lo tanto, se recomienda tener en cuenta lo indicado a continuación, a fin de evitar estos defectos:

- No es recomendable trabajar a niveles de inducción demasiados altos, porque dan lugar a la magnetostricción o deformación del núcleo y producen efectos vibratorios en la parte activa.
- En la fabricación del núcleo se debe evitar la reducción de las distancias internas a niveles críticos.
- Seleccionar materiales que satisfagan las normas y/o valores exigidos para operar a determinados niveles de esfuerzos dieléctricos.
- Seleccionar láminas, pinturas, refuerzos, aisladores, herrajes, empaques de caucho, etc. que soporten condiciones del medio ambiente u otros esfuerzos internos, originados en el transformador.

3.3.4 Defectos de Operación

Los errores humanos que se presentan en la operación de equipos son inevitables, a pesar de la preparación que reciben los operadores del sistema eléctrico. Se recomienda tener en cuenta lo indicado a continuación, a fin de minimizar la ocurrencia de estos efectos:

- Realizar adecuado sistema de selección y montaje utilizando sistemas de movilización y almacenaje apropiados.
- Evaluar el sistema de protecciones existente, a fin de disminuir la condición de falla que pudiera presentarse motivado a: sobretensiones (directas: por rayos y/o de maniobra), sobrecargas y/o fallas en la red (líneas a tierra, cortocircuitos en la red, desbalances de carga).
- Implementar rutinas de inspección que eviten el vandalismo hacia los transformadores de distribución.

3.3.5 Efectos que ocasionan las fallas en transformadores de distribución

Las causas y efectos que originan los diferentes tipos de fallas sobre el transformador y que sirven de referencia al personal que realiza labores de

reparación y/o mantenimiento para apoyar los diagnósticos, a continuación se indican las mismas.

➤ **Sobrecarga**

Cuando un transformador falla debido a una sobrecarga se presentan los siguientes efectos:

1. En la conexión de baja tensión hay salidas de cobre descoloridas.
2. El papel aislante de la bobina y salidas es quebradizo.
3. Aceite dieléctrico ennegrecido o quemado con gran formación de lodo.
4. Paredes del tanque descoloridas.
5. Formaleta con gran contenido de lodo.

➤ **Sobretensiones de origen atmosférico**

Cuando un transformador falla debido a sobretensiones se pueden observar algunos de los siguientes daños:

1. Cortocircuito entre las espiras pertenecientes a las dos primeras o dos últimas capas o más.
2. En ocasiones se observa también, ennegrecimiento de uno de los aisladores de alta tensión.
3. A menudo la bobina descarga la sobretensión sobre el núcleo, o sobre el tanque, pudiendo estar los mismos parcialmente fundidos.
4. Evidencia de descarga entre los devanados de alta tensión y baja tensión.

➤ **Cortocircuito externo**

Cuando ocurre un cortocircuito externo se observa que las bobinas presentan algunos devanados deformados o desplazados el uno con respecto al otro.

➤ **Conexión errada en baja tensión**

Las bobinas se presentan con devanados deformados o desplazados el uno con respecto al otro y el transformador puede quedar en buen estado de funcionamiento.

➤ **Defecto de operación**

Cuando un transformador falla por defecto de operación se pueden observar los siguientes daños:

1. Rotura del conmutador.
2. Conexiones erradas en baja tensión.
3. Aceite con buena apariencia.
4. Puede encontrarse bien la parte activa del transformador.

➤ **Humedad**

Cuando un transformador falla por humedad se presentan los siguientes efectos:

1. Presencia de agua en el fondo del tanque, en la parte superior de la estructura de soporte apreciables manchas de óxido en algunas piezas metálicas.
2. Puntos de oxidación en las partes que no se encuentran sumergidas en el aceite.
3. Cortocircuito entre capas de la bobina en su parte superior.

➤ **Saturación magnética**

Cuando un transformador falla debido saturación magnética se presentan los siguientes efectos:

1. Aceite ennegrecido.
2. Papel aislante quebradizo.
3. Núcleo quemado.

➤ **Defecto de fabricación**

Cuando un transformador falla por defectos de fabricación se presentan los siguientes efectos:

1. Cortocircuito en el devanado de alta tensión por efecto en el aislamiento.
2. Aceite deteriorado o algo turbio, a veces se deteriora sin quemarse.
3. Signos de recalentamiento. Señales de descarga eléctrica.
4. Fusión de conductores.

CAPITULO 4. PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS PARA TRANSFORMADORES EN MEDIA TENSIÓN.

4.1 Medición de la resistencia óhmica de los devanados.

4.1.1 Objetivo

La realización de la prueba de medición de la resistencia óhmica de los devanados busca encontrar tres objetivos, los cuales son:

- Verificar que las conexiones internas efectuadas en los devanados y guías fueron aseguradas correctamente.
- Al realizar la prueba se obtiene información con la cual se puede determinar la suma de las potencias pérdidas en las bobinas del transformador debido a la disipación de calor que se produce en los devanados las cuales son llamadas pérdidas de cobre.
- Determinar la temperatura de los devanados en la prueba de temperatura.

A continuación se detallan algunos puntos importantes que deben ser tomados en cuenta al momento de desarrollarse la prueba de resistencia óhmica ya que se debe medir la temperatura de los devanados simultáneamente.

- Para el caso de un transformador tipo seco, la temperatura de los devanados se determina como el promedio de tres termómetros que son colocados entre los devanados.
- Para el caso de un transformador sumergido en líquido aislante no debe estar energizado por lo menos con 8 horas de anticipación para efectuar la medición y la temperatura del devanado las cuales serán consideradas las que tiene el líquido aislante.
- Debe considerarse que el lugar donde se realizan las mediciones debe estar protegido de variaciones en el ambiente.

4.1.2 Métodos de prueba.

➤ **Método de caída de tensión.**

Solo es empleado cuando la corriente nominal del devanado al que se le está realizando la prueba es por lo menos un ampere.

La prueba se realiza haciendo circular corriente directa a través del devanado y que no debe exceder el 15% de la corriente nominal para evitar errores por calentamiento del devanado.

Las lecturas de tensión y corriente deben ser tomadas simultáneamente para posteriormente obtener los valores de la resistencia empleando la ley de Ohm, las conexiones para realizar las mediciones se indican en la figura 21.

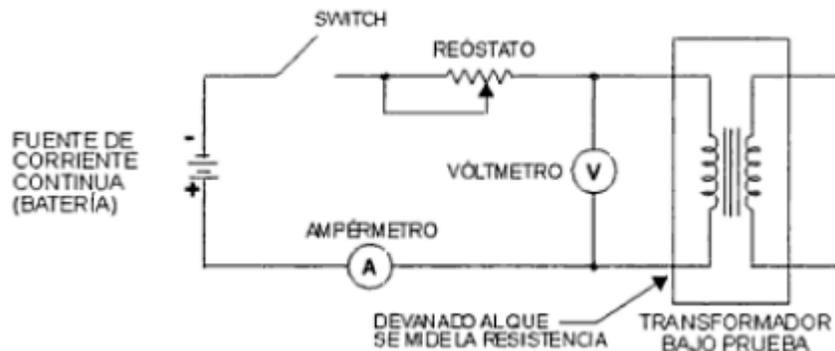


Figura 21.- Conexión para la medición de resistencia óhmica del devanado por el método de caída de tensión.

Deben registrarse por lo menos cuatro lecturas de tensión y corriente para mayor precisión en la medición, posteriormente se obtiene el promedio de las resistencias el cual será considerado como el valor real. Por lo general la resistencia de los devanados es referida a la temperatura de operación a plena carga y se representa por medio de la siguiente expresión:

$$R_{T_1} = R_{T_2} \left(\frac{T_A + T_1}{T_A + T_2} \right)$$

Donde:

R_{T_1} = Resistencia referida a la temperatura T_1 .

R_{T_2} = Resistencia medida a la temperatura T_2 .

T_2 = Temperatura del devanado en el momento de la medición de la resistencia R_{T_2} , en °C.

T_A = Constante de temperatura de resistencia cero, para cobre =234.5 y para aluminio =225.0.

T_1 = Temperatura de operación en °C, determinada por la ecuación: $T_1 = \Delta T + 20^\circ\text{C}$, donde ΔT es la elevación total de temperatura del transformador.

➤ **Método del puente Wheatstone o Kelvin**

El método de puente se puede aplicar en todos los casos de medición de resistencia. Éste método es frecuentemente usado debido a la simplicidad de su manejo además de su exactitud, esto se debe a que la corriente con la que opera es pequeña por lo cual no se alteran la lecturas por causa del calentamiento en su medición.

La norma específica que éste método es obligatorio para los casos en que la corriente nominal del devanado bajo prueba, sea menos a un ampere.

La diferencia que existe entre el puente Wheatston y el Kelvin es el valor de la resistencia que se usa para medir. El puente Wheatstone se usa para resistencia de 1 a $1 \times 10^9 \Omega$ y el puente de Kelvin de 1×10^{-5} a 1Ω . En las figura 22 y 23 se puede apreciar el diagrama de los puentes.

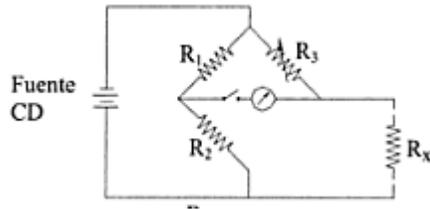


Figura 22.- Puentes de Wheatstone.

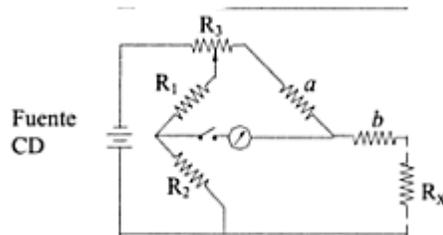


Figura 23.- Puentes de Kelvin.

Para realizar las mediciones de resistencia óhmica de los devanados, se necesitan eliminar los errores que se pudieran producir debido al cable empleado ya a la resistencia de contacto. Para obtener esto, se emplea el método de los cuatro hilos el cual se obtiene aplicando el circuito que se observa en la figura 24.

El método de cuatro hilos se constituye por cuatro resistencias las cuales forman un polígono; en la diagonal se encuentra una fuente, los elementos R_a , R_b y R_c son tres resistencias de valor conocido y R_x es la resistencia por medir. El lado donde se encuentran las resistencias R_a y R_b se le conoce como brazos del puente, el lado donde se encuentra la resistencia R_c se conoce como lado de balance.

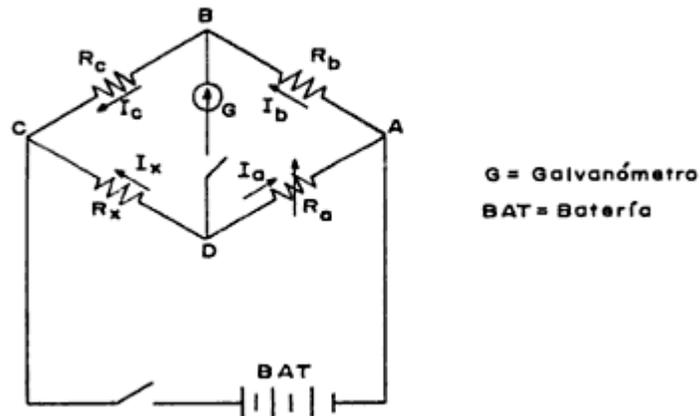


Figura 24.- Puente de Wheatstone.

La condición de equilibrio del puente es necesaria para obtener la medición y se presenta cuando la corriente es nula y los puntos B y D de la figura 4 se encuentran al mismo. El empleo de la resistencia variable es para lograr la ausencia de corriente sobre el lado B-D. La condición de equilibrio es representada por medio de la siguiente ecuación:

$$R_x = \frac{R_a}{R_b} \times R_c$$

La medición se efectúa conectando la resistencia Rx al puente y ajustando a cero por medio de la resistencia variable.

4.2 Polaridad, diagrama fasorial y secuencia de fases.

4.2.1 Prueba de polaridad

La polaridad puede ser aditiva o sustractiva (figura 25 y 26) y no influye en el funcionamiento del transformador; su conocimiento es necesario cuando se deben interconectar transformadores entre sí, por ejemplo para el funcionamiento en

paralelo o si se requiere, principalmente, para poder efectuar la conexión adecuada de bancos de transformadores.

Si no se indica lo contrario, las normas recomiendan la polaridad sustractiva.

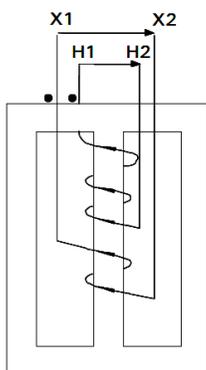


Figura 25.- Devanados con polaridad sustractiva

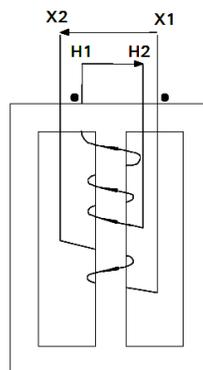


Figura 26.- Devanados con polaridad aditiva

Los métodos más comúnmente usados para determinar la polaridad son:

➤ **Método del transformador patrón.**

Se realiza una conexión en paralelo del devanado de alta del transformador en prueba con el devanado de alta del transformador patrón, de polaridad conocida (figura 27). Para este caso el transformador patrón y el transformador de prueba deberán ser idénticos en su relación de transformación.

Ídem al lado de alta, se realiza la conexión en el lado de baja, dejando libres los restantes. En estas condiciones se aplica un voltaje de valor reducido a los devanados de alto voltaje y se mide el voltaje entre los terminales libres del lado de bajo voltaje (figura 27). Si en la medición del voltímetro indica un valor cercano a cero o cero, se da por hecho que la polaridad de ambos transformadores es la misma.

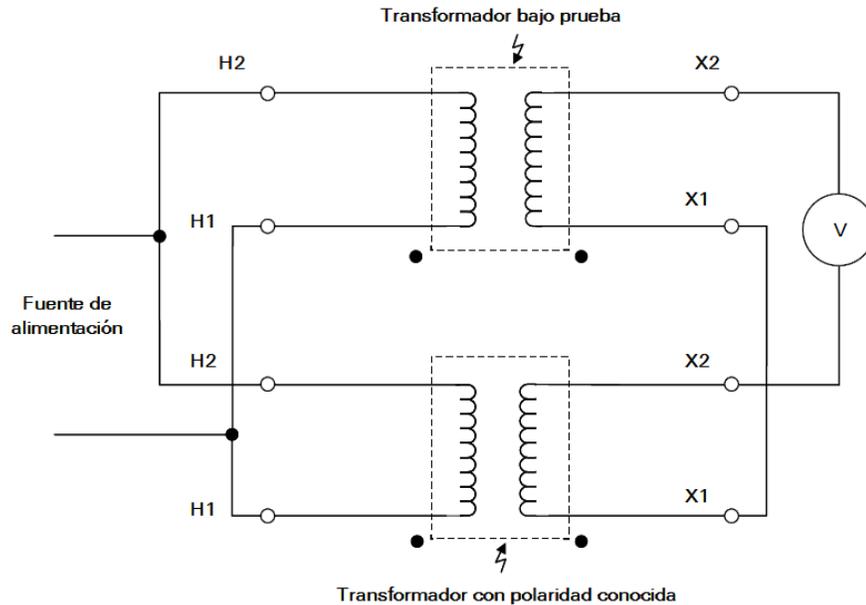


Figura 27.- Diagrama de conexiones para la prueba de polaridad por el método de comparación con un transformador patrón

➤ **Método de impulso inductivo con corriente directa**

En las mismas terminales del lado de alta se conectará un voltímetro análogo de corriente continua y una fuente de corriente continua. Por medio de la fuente se hace circular una corriente continua que no debe exceder la corriente nominal, la corriente circulara por este devanado de modo que se produzca una pequeña desviación positiva del voltímetro al cerrar el circuito de excitación, de tal manera deberá observarse claramente la deflexión de la aguja en el voltímetro.

Posteriormente se transfieren los dos cables del voltímetro a las terminales del devanado de baja tensión, cuidando que se mantenga la posición de la conexión del lado de alta, sin desconectar la fuente. Ya realizada la conexión, se abrirá el circuito de excitación de corriente continua y tal efecto inducirá un voltaje en el devanado de baja tensión lo cual produce una desviación de la aguja del instrumento.

Si la aguja se mueve en la misma dirección anterior (positiva) la polaridad es aditiva y en caso contrario, la polaridad es sustractiva.

➤ **Método con tensión alterna**

Se conectan entre sí las terminales de los devanados de alta y baja tensión adyacentes del lado izquierdo y por aparte las terminales de lado derecho del transformador. Se aplica un voltaje conveniente de corriente alterna al devanado completo de alta y se efectúan lecturas, primeramente del voltaje aplicado y luego del voltaje entre las terminales contiguas del lado derecho de ambos devanados. Si esta lectura es de menor valor que la tensión aplicada, la polaridad es sustractiva y si es de mayor valor que la primera, polaridad es aditiva.

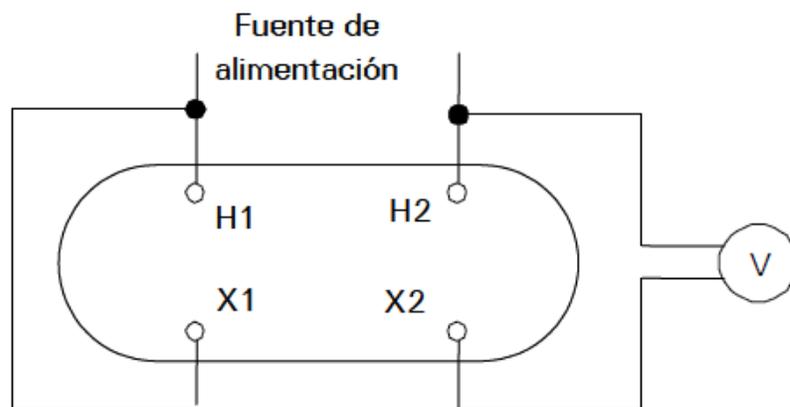


Figura 28.- Diagrama para la prueba de polaridad por el método con tensión alterna.

4.4.2 Prueba para verificar el diagrama fasorial.

Se conecta un terminal de un devanado con el correspondiente del otro y se excita el transformador con un voltaje trifásico relativamente bajo, midiéndose el voltaje entre varios pares de terminales. Con estos valores, se puede trazar el diagrama fasorial de los voltajes, el cual se compara con los datos de la placa de datos.

El diagrama fasorial de transformadores polifásicos que define el desplazamiento angular y la secuencia de fases, se verifica conectando entre sí, por ejemplo: las

terminales H1 y X1, excitando el transformador a una tensión trifásica apropiada, tomando lecturas de tensiones entre pares de terminales y comparándolas como se indica en los diagramas correspondientes en las siguientes tablas.

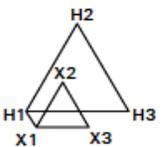
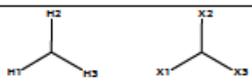
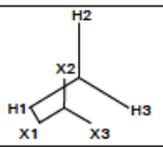
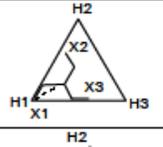
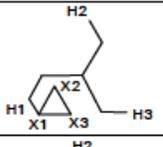
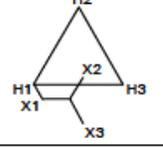
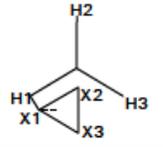
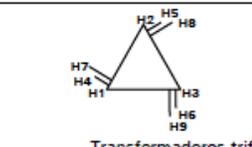
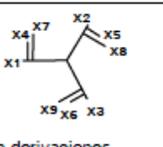
Grupo	Desplazamiento angular	Diagrama de mediciones para pruebas	Mediciones para prueba
Grupo 1 desplazamiento angular de 0 grados	 <p>Conexión delta</p>		<p>Conectar</p> <p>H1 A X1</p> <p>Medir</p> <p>H2 - X2, H3 - X2, H1 - H2, H2 - X3, H3 - X3</p> <p>Relaciones de tensión</p> <p>(1) H2 - X3 = H3 - X2</p> <p>(2) H2 - X2 < H1 - H2</p> <p>(3) H2 - X2 < H2 - X3</p> <p>(4) H2 - X2 = H3 - X3</p>
	 <p>Conexión Estrella - Estrella</p>		
	 <p>Conexión Delta - ZZ</p>		
	 <p>Conexión ZZ - Delta</p>		
Grupo 2 desplazamiento angular de 30 grados	 <p>Conexión Delta - Estrella</p>		<p>Conectar</p> <p>H1 A X1</p> <p>Medir</p> <p>H3 - X2, H3 - X3, H1 - H3, H2 - X2, H2 - X3</p> <p>Relaciones de tensión</p> <p>H3 - X2 = H3 - X3</p> <p>(1) H3 - X2 < H1 - H3</p> <p>(2) H2 - X2 < H2 - X3</p> <p>(3) H2 - X2 = H1 - X3</p>
	 <p>Conexión Estrella - Delta</p>		
	 <p>Transformadores trifásico con derivaciones</p>		

Tabla 3.- Marcado de terminales y diagrama de secuencia de fases para conexión trifásica de transformadores

4.2.3 Prueba de secuencia de fases.

Esta prueba se efectúa usando un indicador de secuencia de fases, el cual puede incluir un motor de inducción trifásico o un circuito de fase dividida.

La prueba de secuencia de fases en un transformador trifásico, debe efectuarse como sigue:

- Debe conectarse el indicador de secuencia de fases a las terminales de alta tensión del transformador, el cual debe excitarse en las tres fases a una tensión trifásica apropiada para el indicador y anotándose la dirección de rotación o la indicación del instrumento.
- Se transfiere el indicador al lado de baja tensión del transformador, conectando a X1, X2 y X3 los conductores que estaban conectados a H1, H2 y H3 respectivamente.
- El transformador se excita de nuevo con una tensión adecuada (sin cambiar las conexiones de excitación) anotando otra vez la dirección de rotación o la indicación del instrumento.
- Si la indicación del instrumento es la misma en ambos casos, la secuencia de fases del transformador es la adecuada.

Para la prueba de secuencia de fases en transformadores con secundarios hexafásicos que no tengan conexión al neutro, estos deben conectarse temporalmente en delta o en estrella y probarse como transformadores trifásicos.

Si el neutro de la conexión hexafásica está accesible, debe transferirse el indicador de secuencia de fases de las terminales H1, H2 y H3 a las terminales X1, X3 y X5 respectivamente, anotando la dirección de rotación de la indicación del instrumento. Después debe repetirse la prueba transfiriendo el indicador de secuencia de fases de las terminales X1, X3 y X5 a las terminales X2, X4 y X6 respectivamente, anotando nuevamente la dirección de rotación o la indicación del instrumento. Si la

dirección de rotación o la indicación del instrumento es la misma, la secuencia de fases del transformador es la adecuada.

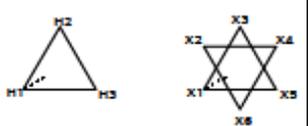
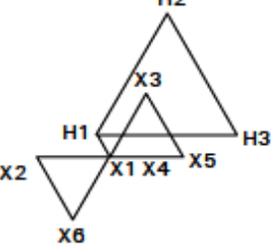
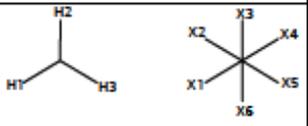
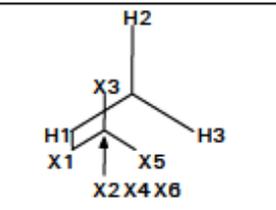
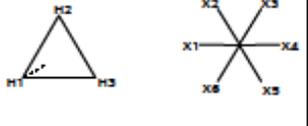
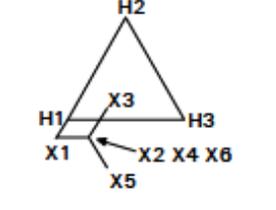
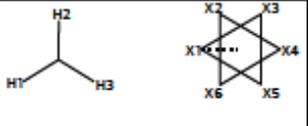
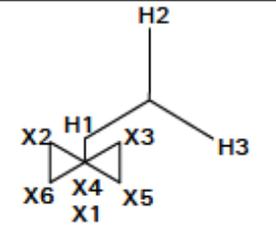
Grupo	Desplazamiento angular	Diagrama de mediciones para pruebas	Mediciones para prueba
Grupo 1 desplazamiento angular de 0 grados	 <p>Conexión Delta - Doble Delta</p>		<p>Conectar H1 A X1 Y X4</p> <p>Medir H2 - X3, H1 - H2, H2 - X5, H2 - X6, H3 - X2, H2 - X2, H3 - X3</p> <p>Relaciones de tensión H2 - X5 = H3 - X3</p> <p>(1) H2 - X3 < H1 - H2 (2) H2 - X3 < H2 - X5 (3) H2 - X6 = H3 - X2 (4) H2 - X6 > H1 - H2 (5) H2 - X2 < H2 - X6</p>
	 <p>Conexión Estrella - Diametral</p>		<p>Conectar X2 A X4 Y X6, H1 A X1</p> <p>Medir H2 - X3, H3 - X5, H1 - H2, H2 - X5</p> <p>Relaciones de tensión (1) H2 - X5 = H3 - X3 (2) H2 - X3 < H1 - H2 (3) H2 - X3 < H2 - X5</p>
Grupo 2 desplazamiento angular de 30 grados	 <p>Conexión Delta - Diametral</p>		<p>Conectar X2 A X4 Y X6, H1 A X1</p> <p>Medir H3 - X3, H3 - X5, H1 - H3, H2 - X3, H2 - X5</p> <p>Relaciones de tensión (1) H3 - X3 = H3 - X5 (2) H3 - X3 < H1 - H3 (3) H2 - X3 < H2 - X5</p>
	 <p>Conexión estrella - Doble Delta</p>		<p>Conectar H1 A X1 Y X4</p> <p>Medir H3 - X3, H3 - X5, H1 - H3, H2 - X3, H2 - X5, H3 - X2, H3 - X6, H2 - X2, H2 - X6.</p> <p>Relaciones de tensión (1) H3 - X3 = H3 - X5 (2) H3 - X3 < H1 - H3 (3) H2 - X3 < H2 - X5 (4) H3 - X2 = H3 - X6 (5) H3 - X2 > H1 - H3 (6) H2 - X2 < H2 - X6</p>
	 <p>Transformadores hexafásicos con derivaciones</p>		

Tabla 4.- Marcado de terminales y diagramas de secuencia de fases para conexión hexafásica de transformadores

4.3 Relación de Transformación

La relación de transformación se define de la siguiente manera:

- En función de las características de construcción. Es la razón del número de vueltas del devanado de alta tensión al número de vueltas del devanado de baja tensión.

$$a = \frac{N_H}{V_X}$$

- En función de las variables de construcción. Desde el punto de vista de pruebas de laboratorio es necesario excitar el transformador en vacío, es decir, sin carga. Esto se hace, aplicando a uno de los devanados una tensión alterna para detectar el valor del voltaje inducido en el otro devanado.

Existen tres métodos para obtener la relación de transformación:

4.3.1 Método de los voltímetros

Consiste en aplicar a uno de los devanados del transformador una tensión alterna, incluyendo un voltímetro para medir la alta tensión (V_H) y otro para medir la baja tensión (V_X). La relación de transformación entonces será:

$$a = \frac{N_H}{V_X}$$

Para obtener esta relación, es necesario tomar un par de grupos de lecturas (la segunda, intercambiando los voltímetros de la manera inicial en que fueron acomodados en el primer grupo de lecturas).

Se tomarán en consideración las siguientes lecturas en cada grupo:

- I. Lectura a voltaje nomina

- II. Lectura al 90% del voltaje nominal
- III. Lectura al 80% del voltaje nominal
- IV. Lectura al 70% del voltaje nominal

La frecuencia de la tensión de prueba debe ser nominal o mayor.

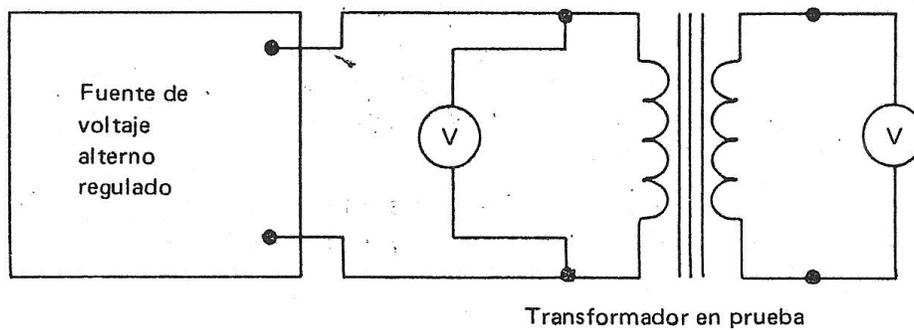


Figura 29 a.- Diagrama de circuito para el método de dos voltímetros.

Cuando la relación por comprobar es de valor elevado, debe incluirse un transformador de potencial, ya que es necesario que los aparatos sean iguales para poderse intercambiar como lo muestra la figura 29 b.

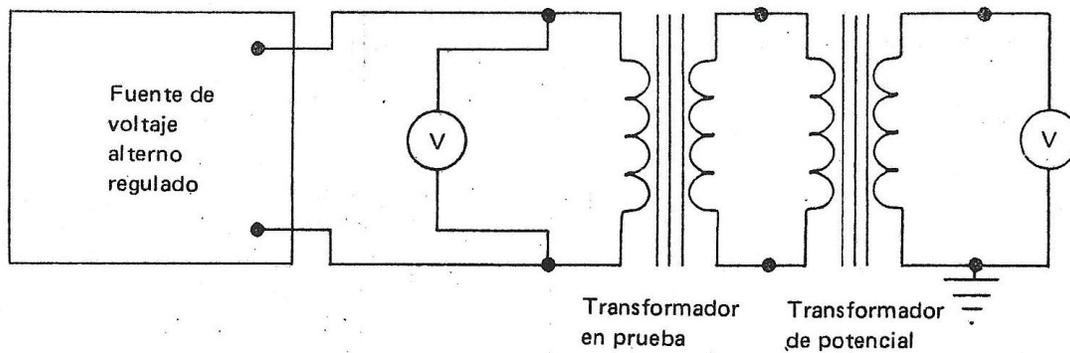


Figura 29 b.- Diagrama de circuito para el método de dos voltímetros con transformador de potencial.

Si la relación obtenida en cada par de grupos de lecturas, no difiere más de un 1%; la prueba será aceptable y la relación de transformación, será el promedio de todos los resultados.

En caso de que la diferencia en los resultados sea mayor al 1%, es necesario repetir la prueba con otros instrumentos.

4.3.2 Método del transformador patrón.

Para este método, se utiliza un transformador cuya relación de transformación es conocida y por comparación se obtiene la relación de transformación en prueba.

Existen dos grupos de transformadores patrón:

➤ **Transformador patrón de relación constante.**

Permite verificar que el transformador en prueba concuerde con la misma relación del transformador patrón.

Se aplica una tensión alterna, a un voltaje nominal o menor y frecuencia nominal o mayor, a un devanado del transformador patrón y al correspondiente del transformador en prueba, conectados en paralelo.

Los otros devanados se conectan en paralelo pero sin cerrar el circuito, incluyendo en el punto de apertura un voltímetro como lo indica la Figura 30.a)

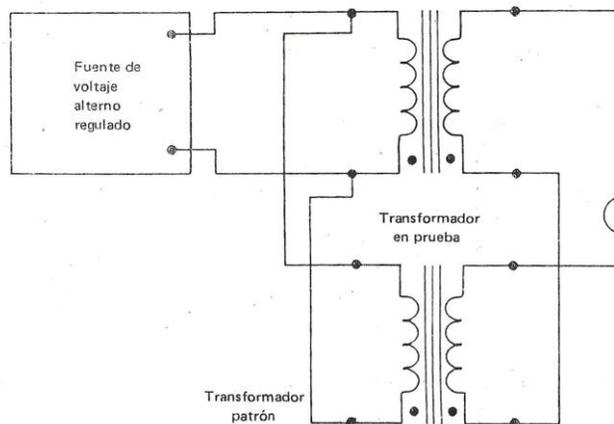


Figura 30 a.- Diagrama de circuito para la prueba de relación de transformación con transformador patrón.

Si el voltímetro marca cero, significará que la relación del transformador de prueba es la deseada.

Si la diferencia en la relación de transformación es diferente entre los transformadores patrón y de prueba, se puede valor haciendo una combinación de este método con los dos voltímetros como lo muestra la Figura 30.b)

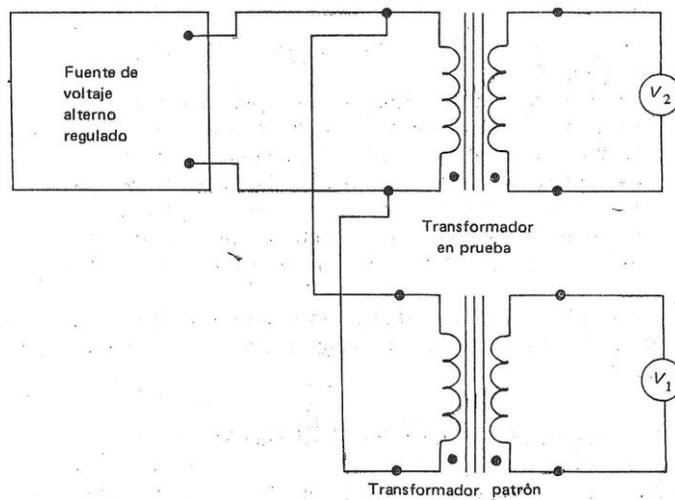


Figura 30 b.- Diagrama de circuito donde se combina el método de transformador patrón con el método de los voltímetros.

Donde:

V_1 = Lectura del voltímetro en el transformador patrón

a_p = Relación del transformador patrón

V_2 = Lectura del voltímetro en el transformador en prueba

a_x = Relación del transformador en prueba

Ya que ambos transformadores tienen el mismo voltaje de excitación:

$$a_p V_1 = a_x V_2$$

Entonces, la relación en prueba será:

$$a_x = \frac{V_1}{V_2} a_p$$

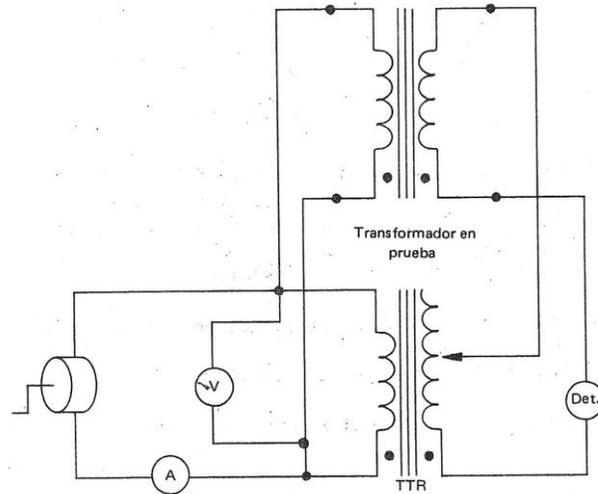
Debido a que es una combinación de dos métodos para la obtención de la relación del transformador en prueba (método de los dos voltímetros y método del transformador patrón); se debe efectuar la prueba con cuatro lecturas a diferentes tensiones y posterior intercambiar los voltímetros para volver a efectuar las lecturas.

➤ **Transformador patrón de relación variable (TTR).**

Permite medir cualquier relación de transformación dentro de una escala de valores muy amplia.

Este equipo consta de:

- I. Un generador de corriente alterna accionado manualmente, para excitar los devanados de baja tensión.
- II. Voltímetro y amperímetro para medir los valores de excitación
- III. Un selector (con cuadrante que indica la relación del transformador patrón) para cambiar el número de espiras en el devanado de alta del transformador patrón, con la finalidad de igualar su relación con el transformador de prueba.
- IV. Un amperímetro que opera como detector de corriente nula en el momento que las relaciones de transformación se han igualado.



La Figura 30 c.- Diagrama de circuito para la prueba de relación de transformación con TTR.

Es importante tomar en cuenta las polaridades al efectuar las conexiones entre ambos transformadores, pues si se efectúa una conexión equivocada, el instrumento no dará lectura.

4.3.3 Método del potenciómetro de resistencia.

Consiste en aplicar al devanado de alta tensión del transformador en prueba, un voltaje alterno y mediante conexiones con el devanado de baja tensión a través de un potenciómetro, propiciar que se anulen las corrientes circulantes, como lo muestra la figura 31.a)

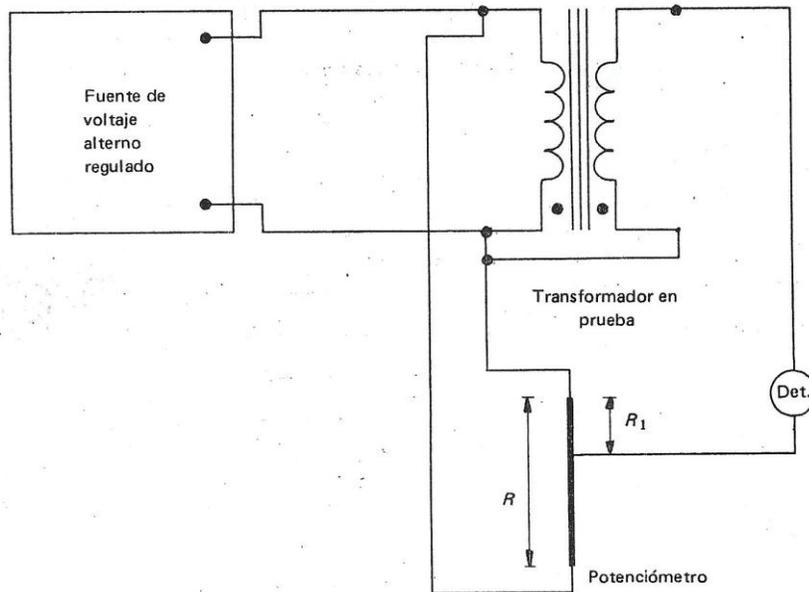


Figura 31 a.- Diagrama de circuito para el método de potenciómetro de resistencia

El potenciómetro deberá tener una graduación precisa de la resistencia variable y ser adecuado para soportar el voltaje aplicado.

Cuando se detecte una corriente nula, la relación de transformación será:

$$a = \frac{R}{R_1}$$

4.4 Pérdidas en vacío y corriente de excitación.

La corriente de excitación y las pérdidas sin carga están en función de la frecuencia, el voltaje y la forma de onda del voltaje aplicado. Las mediciones a la hora de la prueba son particularmente sensibles a la forma de onda del voltaje aplicado, de tal forma que si la forma de onda no es senoidal las mediciones variarán ampliamente. Por esta razón, una onda de forma senoidal ha sido establecida como referencia normalizada para estas pruebas. En la práctica, una onda senoidal es difícil de

obtener, consecuentemente. Las mediciones deben ser corregidas a la base de una onda senoidal. La corriente de excitación y las pérdidas sin carga son determinadas del diagrama de conexiones mostrado en la figura 32, el cual es para un transformador monofásico. Un diagrama de conexiones trifásico con medición y fuente trifásica deben ser usados para un transformador trifásico. La prueba es realizada aplicando el voltaje nominal a las terminales del devanado primario del transformador con las terminales del devanado secundario sin carga.

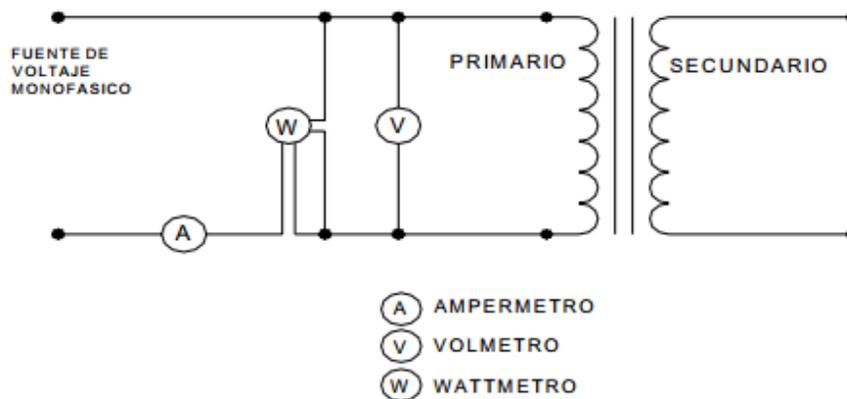


Figura 32.- Conexiones para la prueba de pérdidas en vacío y corriente de excitación.

4.4.1 Pérdidas en vacío

Las pérdidas en vacío y la corriente de excitación son particularmente sensibles a las diferencias de forma de onda y por lo tanto sus valores varían marcadamente con la forma de onda de la tensión de prueba. La onda de tensión en forma de pico (factor de forma mayor que 1,11) que se produce generalmente por el carácter distorsionante de la corriente de excitación sobre la fuente de alimentación, da por resultado pérdidas en vacío menores que las correspondientes a la forma de onda senoidal.

La onda de tensión con forma achatada (factor de forma menor que 1,11) se encuentra rara vez en esta prueba y da por resultado pérdidas en vacío mayores que las correspondientes a la forma de onda senoidal.

La determinación de las pérdidas en vacío debe estar basada en una tensión de onda senoidal, a menos que se especifique una forma de onda diferente.

Puede usarse uno de los métodos siguientes para corregir las pérdidas en vacío medidas a una base de tensión de onda senoidal:

➤ **Pérdidas en vacío por el método del voltímetro de tensión media**

El método de voltímetro de tensión media es el más usado.

La figura 33 muestra el equipo y las conexiones necesarias, cuando no se usan transformadores de medición. Como se indica en las figuras 33 y 34, el voltímetro debe estar conectado lo más cerca posible de la carga; el amperímetro, de lado de la alimentación; el wáttmetro entre ambos, con la bobina de potencial en los mismos puntos del voltímetro.

A fin de evitar que se introduzcan errores considerables en la medición de las pérdidas en vacío, deben usarse transformadores de medición con una precisión adecuada para este fin.

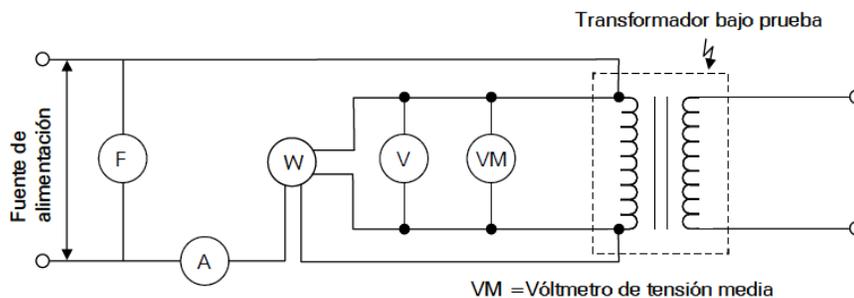


Figura 33.- Diagrama para determinar las pérdidas en vacío por el método de tensión media, sin emplear transformadores de medición

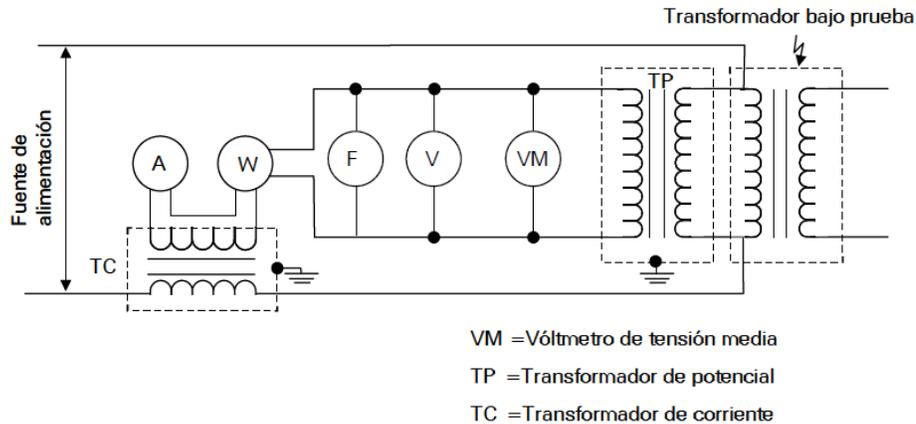


Figura 34.- Diagrama para determinar las pérdidas en vacío por el método de tensión media, empleando transformadores de medición

En este método se utiliza un voltímetro de valor medio, que consta de un voltímetro de corriente directa conectado en serie con un rectificador de onda completa. Estos instrumentos están generalmente graduados para dar la misma indicación numérica que un voltímetro de valor eficaz para una misma tensión de onda senoidal; esto es, que su escala está marcada en valores medios multiplicados por 1,11

Para obtener resultados precisos deben usarse wattímetros para bajo factor de potencia.

Para esta prueba puede utilizarse cualquier devanado del transformador, aunque en general es más conveniente usar el devanado de más baja tensión.

La secuencia de la prueba debe ser como sigue:

1. Ajustar y mantener la frecuencia al valor nominal.
2. Por medio del voltímetro de tensión media, ajustar la tensión nominal al valor de la tensión eficaz de prueba.
3. Registrar simultáneamente las lecturas del frecuencímetro, voltímetro de tensión media, voltímetro de tensión eficaz, amperímetro y wattímetro.

4. Determinar las pérdidas del circuito de prueba (tara), las cuales deben restarse de las pérdidas (watts) registrados en el punto anterior, para obtener las pérdidas en vacío del transformador bajo prueba.

NOTA - Cuando se usen medidores analógicos y con objeto de disminuir los errores de observación a un mínimo, los instrumentos de medición deben ser de escala tal que las lecturas se obtengan en el segundo tercio de la misma.

Las pérdidas en vacío están constituidas por pérdidas de histéresis y pérdidas por corrientes circulantes.

Las pérdidas de histéresis son una función de la densidad máxima del flujo del núcleo e independientes de la forma de onda de dicho flujo y a su vez, la densidad máxima del flujo es una función del valor medio de la tensión (no del valor eficaz), por lo que al ajustar la tensión media correspondiente a una onda senoidal en la prueba de pérdidas en vacío, se obtienen las pérdidas de histéresis reales correspondientes a una onda senoidal, aunque la forma real de la onda de tensión aplicada no sea así.

Las pérdidas por corrientes circulantes en el núcleo varían con el cuadrado de la tensión eficaz y son independientes de la forma de onda de la tensión aplicada.

Como la prueba de pérdidas en vacío se realiza con base en la tensión media, en el caso de que la onda de tensión aplicada no sea senoidal, las tensiones media y eficaz no mantienen la relación de 1,11, lo cual hace que las pérdidas por corrientes circulantes se alteren.

Por consiguiente, para obtener las pérdidas en vacío correspondientes a una onda senoidal, debe aplicarse la fórmula siguiente:

$$P_C = \frac{P_m}{P_1 + KP_2} \quad \text{de donde } K = \left[\frac{E_r}{E_a} \right]^2$$

Donde:

Pc: pérdidas en vacío a la tensión media E_a , corregidas a una base de onda senoidal;

Pm: pérdidas en vacío medidas durante la prueba;

P1: pérdidas de histéresis en por unidad, referidas a Pm;

P2: pérdidas por corriente circulantes en por unidad, referidas a Pm.

K: constante

Er: tensión de prueba, medida con voltímetro de tensión eficaz;

Ea: tensión de prueba, medida con voltímetro de tensión media.

Cuando se midan las pérdidas en vacío de transformadores trifásicos usando dos wáttmetros (figura 35), deben tomarse tres grupos de lecturas usando cada una de las tres fases en sucesión como fase común. El valor promedio de los tres grupos de lecturas, representa las pérdidas en vacío medidas.

Si el neutro está disponible debe conectarse cada circuito de potencial de los wáttmetros entre fases y neutro (véase figura 36). Si el neutro no está disponible, puede formarse un neutro artificial (véase figura 37). En ambos casos la suma de las tres lecturas representa las pérdidas en vacío medidas, puede conectarse con un transductor para obtener este dato directamente.

Si se usan transformadores de potencial conectados en delta o en delta abierta para alimentar los circuitos de potencial de los wáttmetros, estos deben conectarse en estrella.

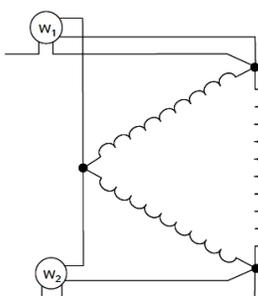


Figura 35.- Método de los dos wáttmetros

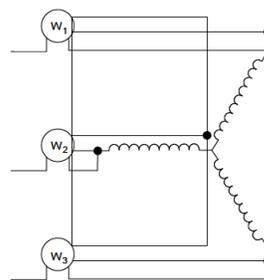
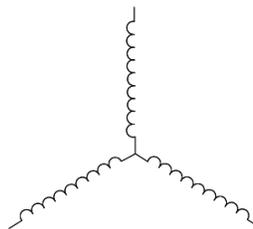
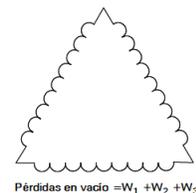


Figura 36.- Método de los tres wáttmetros con el neutro del transformador accesible



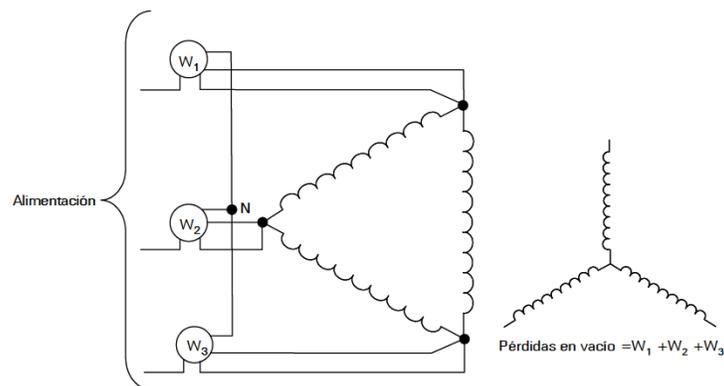


Figura 37.- Método de los tres wáttmetros

4.4.2 Corriente de excitación.

Esta prueba es uno de los medios usados para verificar que el diseño del núcleo y su comportamiento son satisfactorios. La corriente de excitación puede ser leída directamente del amperímetro en la figura 32. La corriente de excitación consiste de una componente magnetizante y una componente de pérdidas. La magnitud de la componente magnetizante es determinada por la forma de la curva de comportamiento del acero al silicio, la densidad del flujo magnético y el número de vueltas en el devanado primario. La componente de pérdidas es determinada por las pérdidas en el núcleo. Los transformadores son usualmente diseñados para operar a densidades de flujo magnéticas cercanas a los valores de saturación o a la llamada rodilla de la curva de comportamiento magnético del acero al silicio. Esto permite usar núcleos económicos y aún permiten que el transformador pueda ser operado de acuerdo con las normas, las cuales requieren que:

1. El transformador sea capaz de ser operado a un 5% arriba del voltaje nominal a plena carga, sin exceder el rango de incremento de temperatura. Esto es aplicable cuando el factor de potencia de la carga es 80% o más grande.

2. El transformador sea capaz, sin exceder su rango de incremento de temperatura, de operar a un 10% arriba del voltaje sin carga en las terminales del secundario.

En la figura 38, la corriente de excitación es mostrada como una función del voltaje en las terminales para un transformador típico. Se puede observar que si el voltaje es incrementado arriba de su valor nominal, la corriente de excitación se incrementa muy rápidamente. Este rápido incremento en la corriente es una indicación de que el núcleo se está aproximando al nivel de saturación. De forma que es importante que el transformador sea operado dentro de los límites indicados arriba.

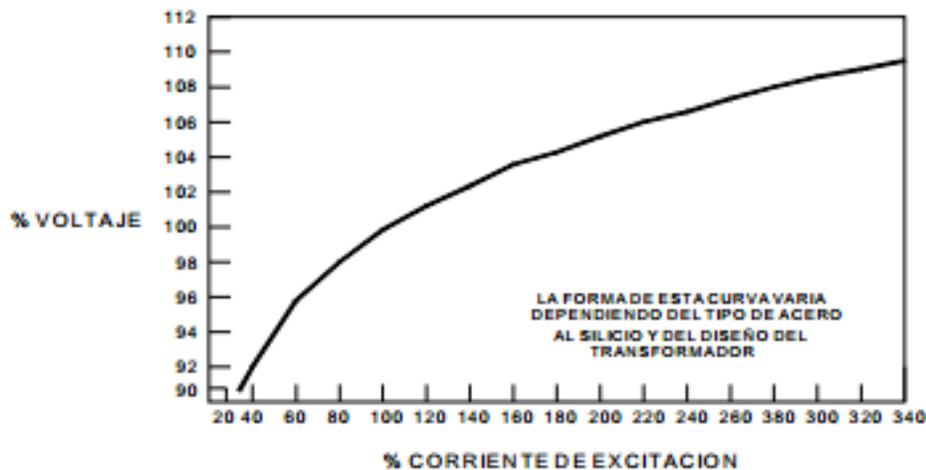


Figura 38.- Corriente de excitación VS voltaje en terminales

El diagrama de conexiones para medir la corriente de excitación es el mismo que el empleado para conocer las pérdidas en vacío. Los métodos de medición se basan en los instrumentos utilizados y son como sigue:

➤ **Medición con instrumentos de valor eficaz.**

La medición de la corriente de excitación normalmente se hace con voltímetro y amperímetro de valores eficaces.

Este método de medición es razonablemente exacto cuando la forma de onda de la tensión aplicada es prácticamente senoidal.

En los casos en que la forma de onda de la tensión aplicada difiera apreciablemente de la onda senoidal, la corriente de excitación es de menor valor que la obtenida cuando se aplica una tensión de onda senoidal, por lo que los valores así obtenidos deben ser corregidos con base en una onda senoidal.

Un ejemplo de lo anterior es cuando se excita un transformador de gran capacidad, comparada con la capacidad del generador usado para la prueba

➤ **Medición con voltímetro de valor medio y amperímetro de valor eficaz**

Cuando se usa un voltímetro de valor medio y amperímetro de valor eficaz, el valor eficaz de la corriente de excitación medida es generalmente mayor que la obtenida con una tensión de onda senoidal, si la forma de onda de la tensión aplicada difiere apreciablemente de la onda senoidal.

Cuando los valores obtenidos por este método están comprendidos dentro de los límites garantizados, no es necesario hacer ninguna corrección.

4.5 Pérdidas por efecto Joule

La tensión de impedancia comprende una componente resistiva efectiva, que corresponde a las pérdidas debidas a la carga y una componente reactiva, correspondiente al flujo disperso de los devanados.

No es práctico medir estas componentes separadamente, pero después de medir las pérdidas debidas a la carga y la tensión de impedancia, las componentes pueden separarse por cálculo.

La tensión de impedancia de un transformador, visto desde las terminales del devanado excitado, es la tensión requerida para hacer circular su corriente nominal teniendo el otro devanado en cortocircuito.

Este valor generalmente está entre el 1 % y 15 % de la tensión nominal del devanado excitado y puede tomarse como una guía al planear la tensión de alimentación requerida en la prueba.

Las componentes resistiva y reactiva de la tensión de impedancia son determinadas mediante el uso de las ecuaciones siguientes:

$$E_R = \frac{P_Z}{I} \qquad E_x = \sqrt{E_Z^2 - E_R^2}$$

En donde:

E_R es la tensión resistiva (componente en fase);

E_x es la tensión reactiva (componente en cuadratura);

E_Z es la tensión de impedancia medida en la prueba de pérdidas debidas a la carga;

P_Z son los watts medidos en la prueba de pérdidas debidas a la carga; e

I es la corriente nominal del devanado excitado.

Los valores en porciento se obtienen multiplicando por 100 los valores en por unidad.

Puesto que las pérdidas debidas a la carga están constituidas por una componente $I^2 R$, la cual se incrementa con la temperatura y una componente de pérdidas indeterminadas, la cual disminuye al aumentar la temperatura, cuando se requiera

referir las pérdidas debidas a la carga de una temperatura a otra, deben calcularse separadamente las dos componentes por medio de las fórmulas siguientes:

- Pérdidas debidas a la carga a T °C

$$P = P_R + P_i$$

- Pérdidas debidas a la carga a T' °C

$$P' = P'_R + P'_i$$

- Suma de pérdidas I² R a T' °C

$$P'_r = (P_r) \left(\frac{T' + K}{T + K} \right)$$

- Suma de pérdidas indeterminadas a T' °C

$$P'_i = (P_i) \left(\frac{T + K}{T' + K} \right)$$

En donde:

T es la temperatura a la que se hace la medición, en grados Celsius;

T' es la temperatura a la que deben referirse las pérdidas, en grados Celsius;

P son las pérdidas debidas a la carga a la temperatura T;

P_r es la suma de pérdidas I² R a la temperatura T;

P_i son las pérdidas indeterminadas a la temperatura T;

P' son las pérdidas debidas a la carga a la temperatura T';

P'_r son la suma de pérdidas I² R a la temperatura T';

P'_i son las pérdidas indeterminadas a la temperatura T'; y

K es igual que 234.5 °C para cobre y 225 °C para aluminio.

Para calcular las pérdidas I² R de los devanados, debe partirse de las corrientes usadas en la prueba de pérdidas debidas a la carga y de las mediciones de la resistencia corregidas a la temperatura a la que se midieron las pérdidas debidas a la carga.

Los diferentes métodos que se usan para medir las pérdidas debidas a la carga en los devanados son los siguientes:

4.5.1 Método de cortocircuito

I. Transformadores y autotransformadores trifásicos con alimentación trifásica
En este caso se conectan en cortocircuito las terminales de alta o baja tensión y en las terminales que queden libres se aplica una tensión trifásica a frecuencia nominal, de un valor tal que haga circular la corriente nominal en los devanados como en la figura 39.

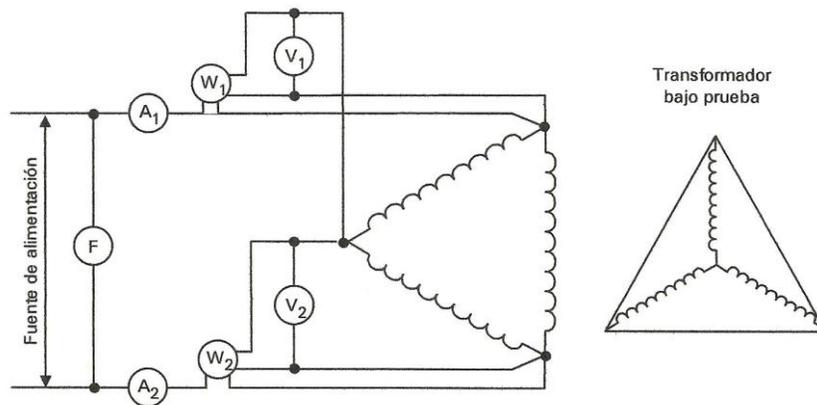


Figura 39 a.- Diagrama para la medición de pérdidas por efecto Joule en un transformador trifásico.

La tensión de impedancia de un transformador trifásico es el promedio de las tres tensiones medidas. Para la medición de las pérdidas debidas a la carga puede utilizarse el sistema de dos o tres wátmetros descrito en las Figuras 39a) y 39b), o puede conectarse un transductor para obtener una medición directa del total de pérdidas.

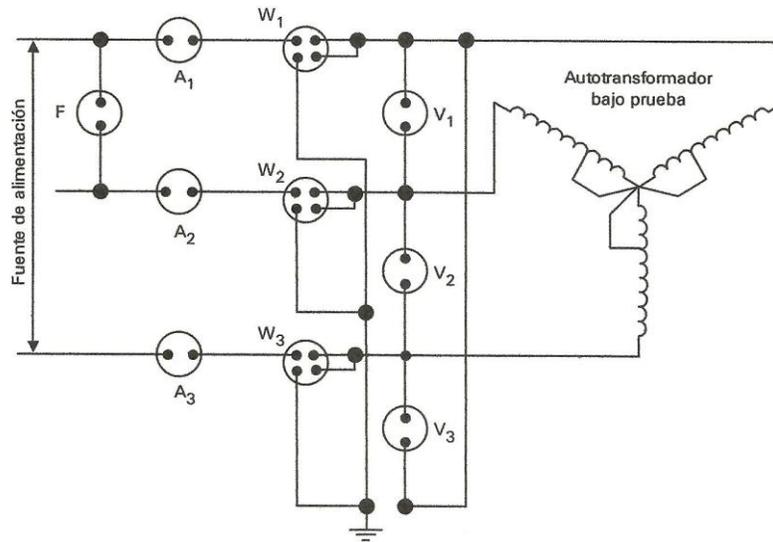


Figura 39 b.- Diagrama para la medición de pérdidas por efecto Joule en un autotransformador trifásico (se agregan transformadores de medición cuando sea necesario).

Si las tres corrientes de línea no pueden balancearse, el promedio de sus valores eficaces debe corresponder al valor deseado.

II. Transformadores trifásicos con alimentación monofásica

➤ Con un devanado conectado en delta

En este caso el devanado por el cual se aplica la tensión debe estar conectado en delta y debe abrirse en un punto para aplicar la tensión monofásica. Si el otro devanado está también conectado en delta no es necesario conectarlo en cortocircuito, pero si está conectado en estrella sus terminales deben conectarse en cortocircuito. El procedimiento de prueba que se sigue es similar al de la prueba en transformadores monofásicos.

Es importante considerar que la tensión de impedancia obtenida en este caso, es igual que tres veces la tensión de impedancia de una fase, por lo que para obtener el porcentaje de impedancia se aplica la fórmula siguiente:

$$\%Z = \left(\frac{E_z}{(3)(E_n)} \right) (100)$$

En donde:

%Z es el porcentaje de impedancia;

Ez es la tensión de impedancia medida;

En es la tensión nominal del devanado en delta.

Este método de prueba tiende a dar pérdidas mayores que las reales, debido a la presencia de pérdidas indeterminadas de secuencia cero.

Este efecto es más pronunciado en transformadores de núcleos de tres piernas y en transformadores de alta reactancia, por lo que no se recomienda en tales casos.

➤ **Para cualquier forma de conexión**

Independientemente de que los devanados estén conectados en delta, estrella, zigzag o para cualquier combinación de estos, puede efectuarse una prueba monofásica en la que no se usan las terminales del neutro y no es necesario abrir la delta, como se indica a continuación:

Las tres terminales de línea de un devanado se conectan en cortocircuito. Se aplica una tensión monofásica a frecuencia nominal a dos de las terminales del otro devanado y se hace el ajuste necesario para que circule la corriente nominal de línea.

Se toman tres lecturas sucesivas en tres pares de terminales, por ejemplo H1 H2; H2 - H3; H3 - H1 y se aplican las siguientes ecuaciones:

Pérdidas medidas debidas a la carga (P_{dc}):

$$P_{dc} = \frac{1.5(P_{12} + P_{23} + P_{31})}{3}$$

Tensión medida de impedancia

$$E_{im} = \frac{0.866(E_{12} + E_{23} + E_{31})}{3}$$

En donde:

P y E son las lecturas individuales de pérdidas y tensiones de impedancia medidas respectivamente, tal como se indica por los subíndices.

La componente de pérdidas indeterminadas de las pérdidas debidas a la carga se obtiene restando a estas últimas las pérdidas $I^2 R$ del transformador.

La componente de pérdidas $I^2 R$ de un transformador trifásico, conectado en delta o estrella, se calcula a partir de la fórmula siguiente:

$$I^2 R_{\text{totales}} = 1.5(I_1^2 R + I_2^2 R) \text{ Watt}$$

En donde:

R_1 es el promedio de las resistencias medidas entre fases del devanado de alta tensión;

R_2 es el promedio de las resistencias medidas entre fases del devanado de baja tensión;

I_1 es la corriente nominal de línea de alta tensión.

I_2 es la corriente nominal de línea de baja tensión

III. Transformadores y autotransformadores de tres devanados

Para la prueba de un transformador con tres devanados, el cual puede ser monofásico o trifásico, deben hacerse mediciones de pérdidas debidas a la carga e impedancia a cada uno de ellos (lo cual significa tres diferentes mediciones), siguiendo el mismo procedimiento para transformadores con dos devanados.

Si las capacidades en kVA de los distintos devanados no son las mismas, la corriente aplicada para la prueba de pérdidas debidas a la carga e impedancia debe ser la correspondiente a la del devanado de menor capacidad de los dos bajo prueba. Sin embargo los resultados de impedancia una vez convertidos a la forma de porcentaje deben estar referidos a la misma base de kVA y de preferencia a la del devanado de más alta capacidad.

Las impedancias individuales equivalentes de cada devanado pueden determinarse mediante las fórmulas siguientes:

$$Z_1 = \frac{(Z_{12} - Z_{23} + Z_{31})}{2}$$

$$Z_2 = \frac{(Z_{23} - Z_{31} + Z_{12})}{2}$$

$$Z_3 = \frac{(Z_{31} - Z_{12} + Z_{23})}{2}$$

En donde:

Z_{12} , Z_{23} , Z_{31} : son los valores de impedancia medidos entre pares de devanados como se indica. Todos expresados en la misma base de kVA;

La corrección por temperatura para las pérdidas debidas a la carga para cada par de devanados es igual que para transformadores monofásicos con dos devanados.

Las pérdidas debidas a la carga totales de un transformador con tres devanados son aproximadamente la suma de las pérdidas en los tres devanados como es determinado para las condiciones con carga de los mismos.

IV. Precauciones de la conexión de las terminales en cortocircuito

Al conectar las terminales del (los) devanado(s) en cortocircuito en transformadores o autotransformadores monofásicos o trifásicos, deben tomarse las siguientes precauciones para evitar introducir errores en las mediciones de los valores de tensión de impedancia y pérdidas debidas a la carga:

- La sección de los conectores usados para poner en corto circuito las terminales del transformador debe ser igual o mayor que la sección transversal correspondiente a las terminales del mismo.
- Las conexiones deben ser lo más corto posible y estar alejadas de masas magnéticas.
- Las superficies en contactos deben estar limpias y apretadas.
- En terminales de 500 A o mayores, deben destararse las pérdidas ($I^2 R$) generadas en las conexiones del cortocircuito, del valor total de pérdidas debidas a la carga.

4.5.2 Método del puente de impedancias

Este método puede usarse como una alternativa del método wáttmetro-voltímetro-amperímetro usado para la medición de impedancia y pérdidas debidas a la carga. Es muy ventajoso en las mediciones con cargas con bajo factor de potencia, en las que generalmente se requieren técnicas y wáttmetros especiales.

I. Circuito del puente de impedancia

Aunque es posible usar una gran variedad de circuitos del puente de impedancia, la elección de un circuito depende el problema específico de medición y de las facilidades de que se dispone.

II. Circuito del puente de impedancia para medición de pérdidas

En general, el circuito de un puente de impedancia está dispuesto de tal manera que permite la comparación entre una tensión proporcional a la corriente del

transformador bajo prueba y una tensión de referencia, la que debe ser función de la tensión de prueba E (Figura 40a). La comparación de las tensiones se hace ajustando los valores de impedancia de uno o más ramales del puente (Z_1 , Z_2 y Z_3) hasta que las tensiones aplicadas a Z_2 y Z_3 sean exactamente iguales en magnitud y ángulo de fase. La condición de equilibrio del puente se obtiene cuando la lectura en el galvanómetro (GAL) sea nula.

Las características de impedancia del transformador bajo prueba, pueden ser calculadas con base en los valores de Z_1 , Z_2 y Z_3 .

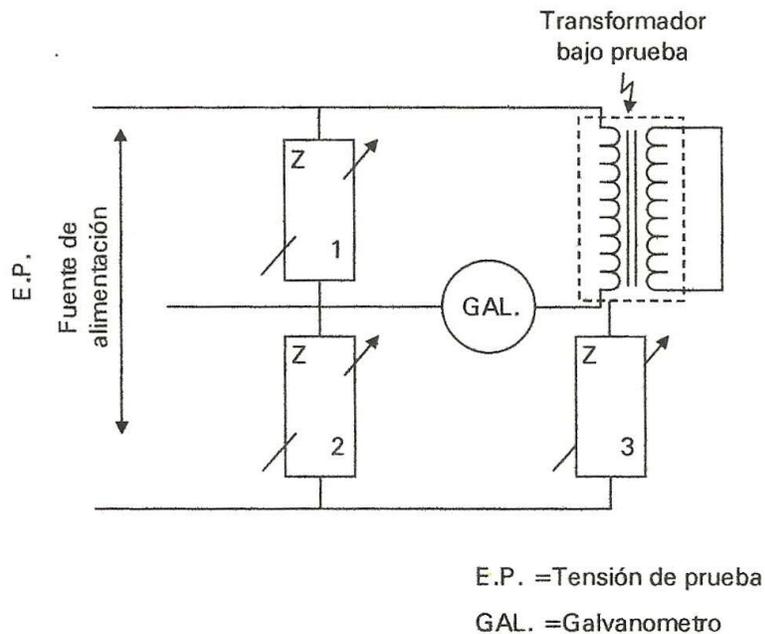


Figura 40 a.- Circuito de puente de impedancia

III. Circuitos tipo potenciómetro

Una forma conveniente del puente de impedancia, para prueba de transformadores, es un circuito tipo potenciómetro doble para corriente alterna combinada con desfaseador (Figura 40b). Los dos potenciómetros (A y B) pueden conectarse directamente o a través de un transformador de potencial (TP) a las terminales del transformador bajo prueba. La suma vectorial de las caídas de tensión (A y B) en cuadratura se compara con la caída de tensión (C) del secundario del transformador de corriente (TC).

Las constantes de este circuito pueden seleccionarse de modo que la posición de equilibrio del potenciómetro (A) sea directamente proporcional a las pérdidas del transformador bajo prueba. Este circuito puede usarse en lugar del wáttmetro tipo dinamómetro normal y se adapta fácilmente a sistemas automáticos de prueba.

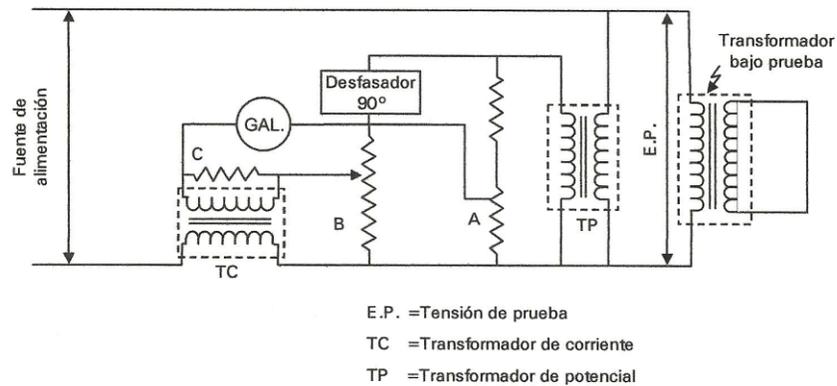


Figura 40 b.- Circuito tipo potenciómetro

Otro circuito tipo potenciómetro doble de corriente alterna emplea un inductor mutuo, para obtener la caída de tensión en cuadratura requerida para el equilibrio (Figura 40c).

En este caso la suma fasorial de las caídas de tensión (B) y (C) es comparada con la caída de tensión (A) para operación a frecuencia fija (por ejemplo 60 Hz). Pueden seleccionarse las constantes del circuito, de modo que la posición de equilibrio del potenciómetro (b) sea directamente proporcional a las pérdidas del transformador bajo prueba. La configuración de un circuito tipo potenciómetro de lectura directa para medición de pérdidas, está normalmente determinada por el parámetro, tensión o corriente que se mantendrá durante la prueba.

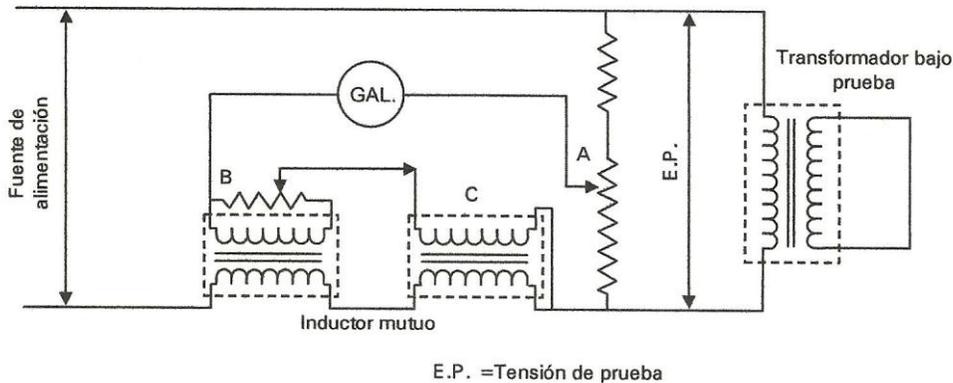


Figura 40 c.- Circuito tipo potenciómetro con inductor mutuo

Para la prueba de pérdidas en vacío, en la que la tensión es el parámetro de referencia, las caídas de tensión en fase y en medición para equilibrio del puente, se derivan ventajosamente de la parte potencial del circuito de prueba. Para la prueba de pérdidas debidas a la carga donde la corriente es el parámetro de referencia, las caídas de tensión para equilibrar el puente se obtienen ventajosamente de la parte de corriente del circuito de prueba.

IV. Medición trifásica con puentes

Las mediciones de pérdidas en transformadores trifásicos se efectúan conectando el circuito del puente a cada fase sucesivamente y calculando las pérdidas totales a partir de las tres mediciones monofásicas.

Esto es análogo al método de los tres wáttmetros para medir pérdidas usando un solo wáttmetro

4.6 Prueba dieléctrica.

El objetivo de realizar las pruebas dieléctricas en un transformador es conocer el estado en el que se encuentran los aislamientos de los devanados del transformador antes de ponerlo en funcionamiento. Las pruebas se efectúan al aceite y a los aislamientos del transformador.

Las pruebas se deben realizar de acuerdo a los niveles y parámetros indicados en la norma de fabricación del transformador bajo prueba, a menos que contenga alguna otra especificación.

A continuación se describen cada una de las pruebas dieléctricas que se realizan a transformadores de distribución.

4.6.1 Prueba de tensión de impulso.

Debido a que en muchas ocasiones las fallas se deben a descargas atmosféricas, es importante saber si el aislamiento del transformador es capaz de soportarlas.

Es necesario conocer el tipo de onda que se produce para poder proteger un transformador. En base a estudios realizados se ha demostrado que estas descargas son de corta duración, debido a que el periodo de tiempo que transcurre desde el momento que inicia hasta que llega a su valor máximo es de 1 a 20 μs y el tiempo para que descienda a cero es de 10 a 90 μs .

Al realizar la prueba de impulso se aplican tres tipos de forma de onda, las cuales son: onda completa, onda cortada y frente de onda, las cuales se aprecian en la figura 41.

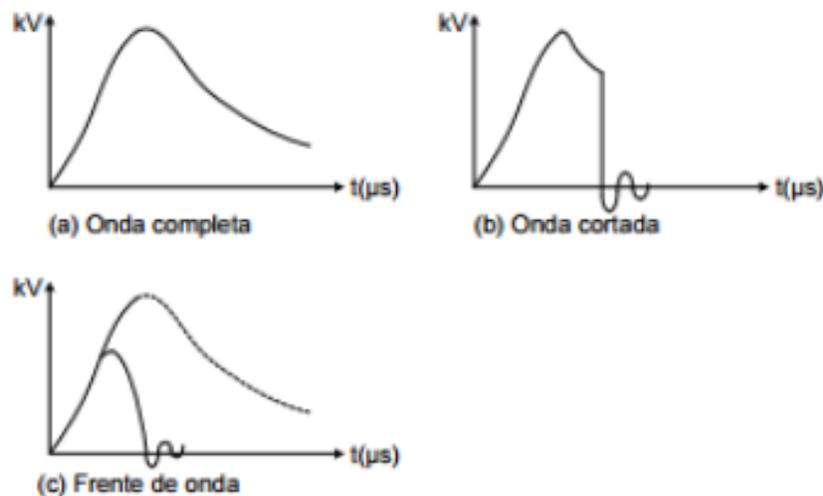


Figura 44.- Tipos de forma de onda que son aplicadas en la prueba de impulso.

En caso de que se requiera como prueba de rutina o cuando sea especificada la prueba de impulso, debe aplicarse en el siguiente orden: una onda completa a tensión reducida, dos ondas cortadas y una onda completa a tensión plena con un intervalo mínimo de tiempo para evitar la recuperación de la rigidez dieléctrica de los aislamientos. Cuando se especifica la prueba de frente de onda, normalmente se aplica el siguiente orden: una onda completa a tensión reducida, dos frentes de onda, dos ondas cortadas y una onda completa a tensión plena.

➤ **Prueba de onda completa a tensión plena.**

El tiempo en el que la onda de prueba alcanza la cresta es de $1.2 \mu\text{s}$ y el tiempo en caer a la mitad del valor de la cresta es de $50 \mu\text{s}$.

La cresta debe tener un valor el cual vaya de acuerdo con el nivel básico de aislamiento al impulso asignado, con una tolerancia de $\pm 3\%$. El tiempo de la cresta debe tener una tolerancia de $\pm 30\%$ y para la mitad de la cresta debe ser de $\pm 20\%$.

➤ **Prueba de onda completa a tensión reducida.**

En esta prueba la onda que se aplica debe ser de la misma forma que la onda completa a tensión plena pero con un valor de cresta entre el 50% y el 70% del valor de onda completa a tensión plena.

➤ **Prueba de onda cortada.**

Para efectuar ésta prueba la onda aplicada debe ser similar a la onda completa a tensión plena, la diferencia es que el valor de la cresta debe ser sobre el nivel máximo requerido y la onda de tensión debe ser cortada por medio de un explosor sobre o después del tiempo mínimo requerido de arqueo.

➤ **Prueba de frente de onda.**

La onda que se emplea en ésta prueba es similar a la onda completa a excepción de que es cortada en el frente sobre el nivel de cresta asignado y con un tiempo de arqueo diferente.

4.6.2 Prueba de tensión aplicada.

La prueba de tensión aplicada se debe realizar aplicando la tensión de prueba en cada devanado mientras que los devanados restantes se encuentran conectados a tierra. La tensión de prueba deberá ser la que corresponde a la clase de aislamiento del devanado.

Para la realización de la prueba se deben considerar los siguientes aspectos:

- Aplicación de la tensión de prueba. Se debe iniciar como máximo a un cuarto de su valor total y posteriormente se incrementara gradualmente hasta llegar a su valor total, esto debe ser en un tiempo menor a 15s. Cuando el tiempo de prueba sea de un minuto, la tensión se debe reducir gradualmente hasta llegar a un cuarto del valor máximo o menos antes de abrir el circuito, el tiempo no debe exceder los 5 segundos.
- Duración, frecuencia y conexiones de prueba. La duración debe ser de un minuto a 60 Hz. El devanado bajo prueba debe tener todas sus terminales conectadas entre sí y conectadas a la terminal de línea del circuito de prueba, las terminales y partes restantes deben estar a tierra.
- Detección de falla. En caso de aparición de humo y burbujas en el líquido aislante, sonido audible como estallido o incremento brusco en la corriente del circuito de prueba, posiblemente exista una falla por lo que se debe observar cuidadosamente, repetir la prueba o bien efectuar otra prueba.

4.6.3 Prueba de tensión inducida.

La prueba consiste en inducir en los devanados del transformador una tensión de 200% de la tensión nominal. Durante la prueba los volts por vuelta del transformador se incrementan, por lo que la frecuencia de la tensión de prueba debe ser lo suficiente alta para que la densidad de flujo en el núcleo este limitada, la frecuencia mínima se determina por la siguiente ecuación:

$$f_m = \frac{E_i}{1.1E_n}$$

Donde:

E_n es la tensión nominal del devanado.

E_i es la tensión inducida a través del devanado.

f_m es la frecuencia mínima.

En caso de que las frecuencias usadas sean mayor a 120 Hz, el valor de pruebas debe permanecer por 7,200 ciclos, por lo que la duración debe ser:

$$t = \frac{7200}{f}$$

Donde:

t es el tiempo de la prueba en segundos..

f es la frecuencia en Hz.

La evidencia de fallas al momento de realizar la prueba se presenta en caso de aparición de humo y burbujas en el líquido aislante, sonido audible como estallido o incremento brusco en la corriente del circuito de prueba, posiblemente exista una falla por lo que se debe observar cuidadosamente, repetir la prueba o bien efectuar otra prueba.

4.6.4 Prueba a baja frecuencia.

Para la realización de la prueba a baja frecuencia se deben seguir los requerimientos en las normas del transformador bajo prueba.

Los niveles de prueba son los que se obtienen en las pruebas de tensión aplicada y tensión inducida.

4.6.5 Factor de potencia de los aislamientos del conjunto.

Los métodos descritos para éste caso, se aplican a transformadores sumergidos en líquido aislante.

Las condiciones del transformador bajo prueba son tres: todos los devanados se deben encontrar sumergidos en el líquido aislante, todos los devanados en corto circuito y todas las boquillas en sus lugares correspondientes. Se recomienda que los devanados y el líquido aislante se encuentren a una temperatura de 20°C.

El factor de potencia del aislamiento se puede medir mediante un puente de capacitancias, por el método volt-ampere y watt. La frecuencia mínima debe ser de 60 Hz.

La tensión que se aplica se debe hacer utilizando un equipo con precisión de máximo el 0.5%.

Al proceder a realizar la prueba de factor de potencia del aislamiento se debe hacer entre los devanados y tierra y/o devanados como se indica en la tabla 5.

Parte A: Transformadores de dos devanados	
Método 1 Prueba sin circuito de guarda	Método 2 Prueba con circuito de guarda
Alta tensión contra baja tensión y tierra	Alta tensión contra baja tensión y tierra Baja tensión contra alta tensión y tierra
Baja tensión contra alta tensión y tierra	Alta tensión contra tierra, baja tensión conectada a la guarda
Alta y baja tensión contra tierra	Baja tensión contra tierra, alta tensión conectada a la guarda

Parte B: Transformadores de tres devanados	
Método 1 Prueba sin circuito de guarda	Método 2 Prueba con circuito de guarda
Alta tensión contra baja tensión, terciario y tierra	Alta tensión contra baja tensión y tierra, terciario conectado a la guarda
Baja tensión contra alta tensión, terciario y tierra	Alta tensión contra tierra, baja tensión y terciario conectados a la guarda
Terciario contra alta tensión, baja tensión y tierra	Baja tensión contra terciario y tierra, alta tensión conectada a la guarda
Alta tensión y baja tensión contra terciario y tierra	Baja tensión contra tierra, alta tensión y terciario conectados a la guarda
Alta tensión y terciario contra baja tensión y tierra	Terciario contra alta tensión y tierra, baja tensión conectada a la guarda.
Baja tensión y terciario contra alta tensión y tierra	Terciario contra tierra, alta tensión y baja tensión conectadas a la guarda

Tabla 5.- Mediciones que se debe hacer para la prueba de factor de potencia del aislamiento.

4.6.6 Resistencia de aislamiento.

La finalidad de ésta prueba es determinar la resistencia del aislamiento de los devanados individuales a tierra y/o entre devanados. Comúnmente la medición de la resistencia es en megaohms o se puede calcular con base en las mediciones de tensión aplicada y corriente de disipación.

Las condiciones del transformador bajo prueba son cuatro: todos sus devanados deben estar sumergidos en líquido aislante, todos sus devanados de una misma tensión en corto circuito, todas las boquillas instaladas y se recomienda que la temperatura sea aproximadamente 20%.

La medición de la resistencia de aislamiento se debe realizar con un megóhmetro o su equivalente.

La tensión de corriente directa que es aplicada para la medición de la resistencia del aislamiento a tierra no debe sobrepasar un valor igual que la tensión de baja frecuencia permitida en la prueba de tensión aplicada.

El procedimiento de la prueba consiste en conectar el devanado cuya resistencia se desea medir a la terminal de línea del megóhmetro, los demás devanados y el tanque se conectan a la terminal de tierra del megóhmetro. Se aplica la tensión de prueba y se obtienen las lecturas que se requieren.

4.7 Prueba de elevación de temperatura de los devanados.

El modelo térmico del transformador permite, en cierta medida, predecir la vida útil del transformador al obtener la elevación de la temperatura en los devanados y el aceite, haciendo posible seguir el procedimiento de evaluación de diseño para un transformador de distribución. En los diferentes desarrollos del modelo, se ha encontrado un procedimiento simplificado al que hacen referencia algunas empresa y fábricas de transformadores, este modelo resumido es el más aceptable según las normas IEEE, IEC, ANSI, para la predicción de la vida útil diseño en sí.

Los transformadores que tengan pasos de enfriamiento forzado deben probarse en las capacidades mínima y máxima indicadas en la placa de datos, con la combinación de conexiones y derivaciones que resulte con la máxima elevación de temperatura de los devanados.

Todas las pruebas de elevación de temperatura deben efectuarse bajo las condiciones normales de operación.

Los transformadores deben estar completamente ensamblados con todos sus accesorios tales como indicadores de temperatura, transformadores de corriente

tipo boquilla, y si son sumergidos en líquido aislante, deben estar llenos hasta el nivel indicado.

Las pruebas de elevación de temperatura deben hacerse en locales sin corriente de aire.

La temperatura ambiente debe determinarse como el promedio de las mediciones de cuando menos tres termopares o termómetros distribuidos uniformemente alrededor del transformador en prueba. Estos deben localizarse aproximadamente a la mitad de la altura del transformador y a una distancia del mismo de 1 m a 2 m, y protegerse de corrientes de aire y de calentamiento debido a cualquier fuente externa.

Para reducir a un mínimo el error en el valor de la diferencia de temperatura entre el transformador y el ambiente, debido a sus distintas velocidades de variación, los termopares o termómetros que registren la temperatura ambiente deben colocarse dentro de recipientes adecuados.

Una forma de determinar si los recipientes son adecuados, es colocándolos súbitamente en otro ambiente cuya temperatura difiera en 10 °C de la temperatura indicada por los mismos; estos deben mostrar una variación de 6 °C en un período no menor que 2 h.

Cuando se mide la elevación de temperatura en cualquier parte metálica (que no sean los conductores) en contacto con los aislamientos o adyacentes a los mismos, dicha elevación debe determinarse mediante termopares o termómetros.

Deben hacerse las provisiones necesarias para llevar a cabo mediciones de temperatura superficial de las partes de hierro o aleaciones que rodeen las guías de salida o terminales que conduzcan corriente.

Las lecturas deben tomarse periódicamente o inmediatamente después del corte de la prueba.

La determinación de la elevación de temperatura de partes metálicas dentro del tanque que no sean los conductores, es prueba de diseño y dado que frecuentemente es necesario diseñar el transformador proporcionando medios adecuados para la colocación de los termopares, esta determinación debe hacerse cuando se especifique claramente, a menos que exista un registro de que la prueba fue efectuada en un duplicado. La comparación con otros transformadores con diseño y arreglo de las partes metálicas similares, aun cuando no tengan la misma capacidad, es en muchos casos suficiente.

El dispositivo preferido para la medición de la temperatura superficial es el termopar. Cuando se use con este fin, el termopar debe soldarse a una placa metálica delgada, cuadrada y de aproximadamente 25 mm por lado. Dicha placa debe pegarse firmemente contra la superficie. En cualquier caso el termopar debe estar aislado térmicamente del medio ambiente.

Se permite reducir el tiempo requerido para la prueba por medio del uso de sobrecargas iniciales, enfriamiento restringido o por cualquier método apropiado. El aumento de temperatura en las bobinas debe determinarse preferentemente por el método de la resistencia.

Se considera que se obtiene la temperatura de estabilización en los transformadores sumergidos en líquido aislante, cuando el gradiente entre el líquido aislante y el ambiente no varía más de 1 °C durante un período de 2 h ó 3 h consecutivas.

4.7.1 Métodos de prueba con carga

La reglamentación que se implementa durante el desarrollo del método muestra una similitud en el desarrollo de la prueba, las diferencias varían en pequeños aspectos, pero en el desarrollo general llegan a lo mismo. Las normas mencionadas anteriormente consideran que el método que lleva a la predicción de la vida útil del transformador, es el método de la carga simulada por corto circuito porque es el que más se acerca a la simulación normal de trabajo del transformador.

➤ Carga real

El método de carga real es el más exacto de todos los métodos, pero su aplicación no es práctica en transformadores de gran capacidad por la energía tan grande que se requiere.

Los transformadores de capacidad pequeña pueden probarse bajo condiciones reales de carga, aplicada por medio de reóstatos, banco de lámparas, resistencias de agua o cualquier carga resistiva.

➤ Carga simulada

I. Método de cortocircuito

Esta prueba se realiza poniendo en cortocircuito uno de los devanados, ya sea el de alta tensión o de baja tensión, según convenga y alimentando por el otro devanado las pérdidas correspondientes.

En el método de cortocircuito se requiere una predeterminación precisa de las pérdidas de vacío y pérdidas debidas a la carga, incluyendo las pérdidas indeterminadas a la temperatura de operación.

Tiene la ventaja de permitir la medición directa de elevación de temperatura. Este método requiere una pequeña cantidad de equipo y de energía. Es adecuado tanto para la prueba de transformadores grandes como pequeños.

II. Método de oposición

En este método, dos transformadores duplicados se conectan en paralelo, se excita a tensión y frecuencia nominales, uno de los grupos de devanados puestos en paralelo y en el otro grupo de devanados se intercala una fuente de tensión entre terminales de igual designación, que haga circular la corriente nominal por dichos devanados. Esta corriente debe ser preferentemente a frecuencia nominal en caso contrario deben hacerse las correcciones indicadas en 4.7.6.

El método de oposición requiere una mayor cantidad de equipo para la prueba y también un mayor consumo de energía. Debido a estos requisitos, este método se complica conforme aumenta la capacidad de los transformadores.

4.7.2 Prueba de transformadores sumergidos en líquido aislante, por medio de cortocircuito

➤ Aplicación de la temperatura del nivel superior del líquido aislante

La elevación de temperatura del nivel superior del líquido aislante sobre la temperatura ambiente producida por las pérdidas totales a la capacidad nominal, se determina de la manera siguiente:

Se pone en cortocircuito el devanado de alta o baja tensión y se hace circular una corriente, a frecuencia nominal de tal manera que las pérdidas en los devanados sean iguales a las pérdidas totales requeridas.

Las pérdidas totales requeridas son la suma de las pérdidas debidas a la carga correspondientes a la combinación de conexiones y derivaciones que produce las pérdidas más altas, sumando las pérdidas de vacío a la tensión y frecuencia

nominales de dicha derivación. El fabricante debe determinar por cálculo esta derivación. Las pérdidas debidas a la carga deben corregirse, de acuerdo con 8.1, a una temperatura igual que 20 °C más la elevación de temperatura garantizada de los devanados.

Se mantiene la prueba hasta que se alcance la temperatura de estabilización del nivel superior del líquido aislante, con respecto a la del ambiente.

La temperatura de estabilización se consigue cuando la diferencia entre la temperatura del nivel superior del líquido aislante y la temperatura ambiente, no varíe no más de 1 °C o 2,5 % (cualquiera que sea mayor) durante tres o cuatro lecturas consecutivas a intervalos de 1 h o tres lecturas consecutivas al mismo intervalo.

La elevación de la temperatura del líquido aislante se obtiene con el promedio de las elevaciones obtenidas durante la estabilización del nivel superior del líquido aislante con respecto a la temperatura ambiente.

La elevación de la temperatura promedio del devanado, sobre la temperatura del nivel superior del líquido aislante, se determina de la manera siguiente:

Inmediatamente después de obtener la temperatura de estabilización como se describe arriba, se ajustan las corrientes de los devanados a los valores nominales manteniéndolos constantes durante 2 h, a corriente nominal para la conexión y carga seleccionada cuando la estabilización sea de cuatro lecturas y de 1 h, cuando la estabilización sea de tres lecturas. Después de esto se desconecta el transformador de la fuente de energía, se abre el cortocircuito y se mide la resistencia de los devanados, preferentemente en las bobinas que se consideran con menor disipación de calor. La primera lectura debe obtenerse antes de cuatro minutos después de haber desenergizado el transformador.

La elevación promedio de la temperatura de los devanados, sobre la temperatura del nivel superior del líquido aislante al instante del corte, se calcula a partir de los valores obtenidos de las resistencias extrapoladas a ese instante.

Los transformadores con devanados múltiples pueden requerir pruebas adicionales de temperatura, para determinar la elevación de temperatura promedio en cada uno de los devanados, con respecto a la del nivel superior del líquido aislante.

La elevación de la temperatura promedio de los devanados sobre la temperatura ambiente, es la suma que resulta de tomar la elevación de la temperatura del nivel superior del líquido aislante con respecto a la temperatura ambiente durante la estabilización, más la elevación de la temperatura promedio de los devanados en el instante del corte, con respecto a la temperatura del nivel superior del líquido aislante.

➤ **Aplicación de la temperatura media del líquido aislante**

Para determinar la elevación de temperatura media del líquido aislante, sobre la temperatura ambiente, producida por las pérdidas totales a la capacidad nominal, se procede igual que el punto anterior, excepto que debe medirse la temperatura media del líquido aislante en lugar de la temperatura del nivel superior del líquido aislante, tal como se describe a continuación:

La temperatura del líquido aislante del nivel superior debe medirse con un termopar o un termómetro sumergido aproximadamente 50 mm debajo de la superficie del líquido. La temperatura media del líquido aislante es igual que la temperatura del líquido aislante del nivel superior, menos la mitad de la diferencia de las temperaturas del líquido aislante circulante en la parte superior e inferior de los dispositivos de enfriamiento determinados por mediciones apropiadas.

Cuando no es posible medir directamente estas temperaturas, la diferencia entre ellas puede estimarse con mucha precisión, mediante termopares, las temperaturas de las superficies exteriores de la entrada y la salida del líquido aislante en los dispositivos de enfriamiento

En la determinación de la elevación de temperatura promedio de los devanados sobre la temperatura media del líquido aislante se permite, a menos que otra cosa se especifique, que las corrientes de los devanados varíen hasta en un 15 % de los valores nominales, en cuyo caso la elevación de temperatura promedio de los devanados, observada sobre la temperatura media del líquido aislante, debe corregirse para obtener las elevaciones de temperatura promedio de los devanados correspondientes a la corriente nominal, mediante el uso de la fórmula siguiente:

$$ETC = ETO \left[\frac{\text{Corriente nominal}}{\text{corriente medida}} \right]^{1.6}$$

En donde:

ETC es la elevación de la temperatura promedio en los devanados, corregida sobre la temperatura media del líquido aislante, en grados Celsius;

ETO es la elevación de la temperatura promedio observada en los devanados, sobre la temperatura media del líquido aislante, en grados Celsius.

4.7.3 Prueba de elevación de temperatura en transformadores tipo seco

El método de oposición es el método recomendado para probar transformadores del tipo seco y debe emplearse cuando haya más de una unidad sujeta a prueba. Cuando haya un solo transformador para prueba puede emplearse el método de auto-oposición.

Para transformadores auto enfriados (Clase AA) debe considerarse como temperatura ambiente la del aire alrededor del transformador. Para transformadores

enfriados por aire forzado (AFA) debe considerarse como temperatura ambiente la del aire de entrada a los ventiladores.

Para efectuar las pruebas de temperatura en los transformadores antes mencionados, la temperatura ambiente no debe ser menor que 10 °C ni mayor que 40 °C.

Es importante que los termómetros que se coloquen en las bobinas, se localicen apropiadamente en los ductos de aire, de tal manera que indiquen en la forma más aproximada la temperatura del devanado, sin restringir apreciablemente la ventilación.

La parte sensible del termómetro que no esté en contacto con las bobinas debe aislarse por medio de tiras de madera, cojines de fieltro o de otra clase de material aislante térmico.

Cuando se alcance la temperatura de estabilización, debe desconectarse el transformador bajo prueba, así como su equipo de enfriamiento forzado, si lo tiene, y medir las resistencias de los devanados del transformador en prueba. A partir de los valores de las resistencias extrapoladas al instante del corte, se calculan las elevaciones de temperatura de los devanados sobre la temperatura ambiente.

4.7.4 Prueba de elevación de temperatura en transformadores monofásicos por el método de oposición

Este método puede aplicarse cuando se dispone de dos transformadores iguales, en cuyo caso deben conectarse en paralelo tanto los devanados primarios como los devanados secundarios, se aplica la tensión nominal a cualquiera de los grupos de devanados en paralelo y en el otro se hace circular la corriente nominal, intercalando una fuente de tensión monofásica (véase figura 42).

Esta corriente debe ser, preferentemente, pero no necesariamente a frecuencia nominal, en caso de que la corriente no sea a frecuencia nominal, debe aplicarse un factor de corrección tal como se indica en 4.7.6.

La prueba debe llevarse a cabo hasta que se establezcan las condiciones de estabilización, entonces se suspende simultáneamente la excitación, la circulación de corriente y la ventilación forzada, si existe. Inmediatamente después se hacen las mediciones de la resistencia de los devanados, se refiere al instante del corte y se calculan las elevaciones promedio de temperatura de los devanados sobre la temperatura ambiente.

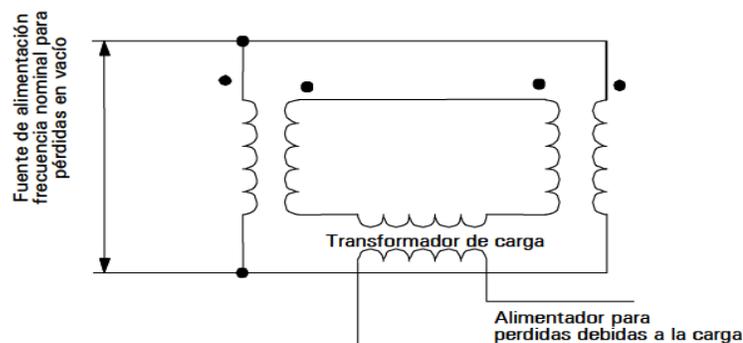


Figura 42 Diagrama para la prueba de elevación de temperatura en transformadores monofásicos por el método de oposición

4.7.5 Pruebas de elevación de temperatura en transformadores trifásicos por el método de oposición

Este método puede aplicarse cuando se dispone de dos transformadores iguales, en cuyo caso deben conectarse en paralelo los devanados secundarios como los primarios (véase figura 43).

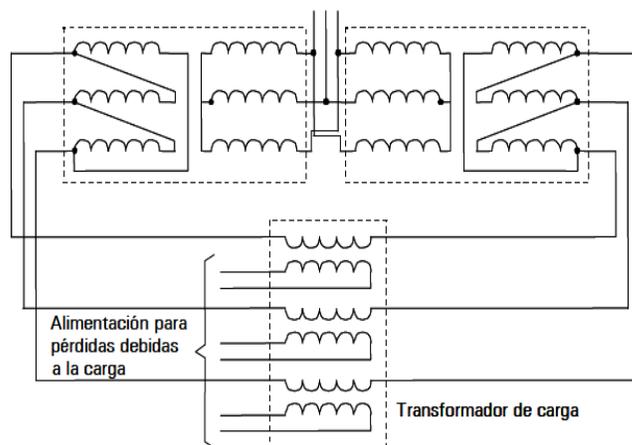


FIGURA 43.- Pruebas de elevación de temperatura en transformadores trifásicos por el método de oposición

Para conectar los transformadores en paralelo deben usarse las terminales de igual designación, en lugar de tratar de conectar los devanados solamente por simetría.

Se aplica tensión y frecuencia nominales a cualquiera de los grupos de devanados en paralelo y en el otro se hace circular la corriente con carga, intercalando una fuente de tensión trifásica. Esta corriente debe ser a frecuencia nominal. En caso de que la corriente no sea a frecuencia nominal, debe aplicarse un factor de corrección (ver 4.7.6).

Deben llevarse a cabo la prueba hasta que se establezcan las condiciones de estabilización. Entonces se suspenden simultáneamente la excitación, la circulación y el enfriamiento forzado si existe. Inmediatamente después se hace las mediciones de la resistencia de los devanados, se refieren al instante del corte y se calculan las elevaciones promedio de temperatura de los devanados sobre la temperatura ambiente.

4.7.6 Corrección que se aplica cuando la frecuencia es distinta de la nominal

Si la frecuencia de prueba es distinta de la nominal, las pérdidas debidas a la carga pueden diferir de aquellas obtenidas bajo condiciones de frecuencia nominal, por lo que pudiera necesitarse una corrección para la elevación de temperatura del devanado y del líquido aislante de la parte superior del tanque.

Esta corrección puede hacerse por uno de los dos métodos siguientes siempre y cuando la frecuencia no difiera en más de 10 % de la frecuencia nominal:

I. Por cálculo

$$A = (E_a) \left[\left(\frac{W}{W_0} \right)^n - 1 \right]$$

$$E_{ca} = E_a + A; E_{cd} = E_d + A$$

En donde:

- A* es el factor de corrección;
- E_a* es la elevación de temperatura observada del líquido aislante, en la parte superior en el momento del corte;
- E_d* es la elevación de temperatura observada del devanado en el momento del corte;
- W* son las pérdidas a frecuencia nominal;
- W₀* son las pérdidas a frecuencia de prueba;
- E_{ca}* es la elevación de temperatura corregida del líquido aislante en la parte superior;
- E_{cd}* es la elevación corregida del devanado;
- n* es igual que 0,8 para (OA), 0,9 para (FA) y 1,0 para (FOA-FOW).

Este método debe usarse solamente cuando las pérdidas a frecuencia de prueba (*W₀*) no difieren más de 20 % de las pérdidas a frecuencia nominal (*W*).

II. Por ajuste de pérdidas

Cuando la temperatura superior del líquido aislante se aproxima a la estabilización, debe ajustarse la tensión aplicada hasta que la suma de las pérdidas en vacío y debidas a la carga, medidas durante la prueba de temperatura, sean iguales a las pérdidas a frecuencia nominal.

4.8 Prueba de hermeticidad

Esta prueba se realiza para garantizar la hermeticidad del transformador para evitar la entrada de humedad y las fugas de líquido aislante.

4.8.1 Materiales y aparatos necesarios para realizar la prueba.

Los materiales utilizados en esta prueba son nitrógeno o aire seco para aplicar la presión positiva.

Los aparatos requeridos, son los siguientes:

- Manómetro analógico, con escala necesaria para tomar la lectura en el segundo tercio o un manómetro digital
- Termómetro, para medir la temperatura estabilizada del transformador en el momento de la prueba.

4.8.2 Preparación y procedimiento

Se deberá probar todas aquellas cámaras cuya hermeticidad se requiera.

La cámara debe llenarse con nitrógeno o aire seco hasta alcanzar la presión indicada en la norma de fabricación (o el valor acordado entre fabricante y usuario) correspondiente al tipo de transformador bajo prueba.

Una vez alcanzada la presión de prueba debe medirse la temperatura del medio ambiente alrededor del tanque del transformador.

Se corta el suministro de gas y el tanque presurizado debe dejarse en reposo durante el tiempo establecido en la norma de producto correspondiente al tipo de

transformador bajo prueba. Al cabo de ese tiempo se vuelve a medir la presión residual y la temperatura. En caso de que el o los transformadores se tengan que cambiar de lugar, debe iniciarse otra vez la prueba con las nuevas condiciones ambientales.

4.8.3 Evaluación de resultados

Se considera que el transformador ha pasado satisfactoriamente la prueba, si la presión residual corregida por temperatura de acuerdo con la fórmula siguiente, no es inferior a la presión inicial en un 10 %.

Fórmula para corregir la presión residual por temperatura:

$$P_2 = (P_1) \left(\frac{T_2}{T_1} \right)$$

Donde:

P₁: es la presión residual al finalizar la prueba, en megapascales;

P₂: es la presión residual corregida a la temperatura inicial en megapascales;

T₁: es la temperatura al finalizar la prueba, en grados Kelvin;

T₂: es la temperatura al iniciar la prueba, en grados Kelvin.

NOTA - Las presiones P₁ y P₂ son absolutas (presión manométrica más presión atmosférica). Las temperaturas T₁ y T₂ son absolutas (temperatura en grados Celsius más 273).

4.9 Prueba a circuitos de control, medición y fuerza.

El objetivo de la prueba es verificar que el funcionamiento del cableado de control, medición, fuerza y los accesorios asociados sea el óptimo.

Algunos instrumentos o accesorios de los transformadores a los que se les puede realizar la prueba son los siguientes:

- Indicador de nivel del líquido aislante
- Indicador de temperatura del líquido aislante
- Indicador de temperatura de los devanados
- Transformadores de corriente
- Válvula de sobrepresión (mecánica y de diafragma)
- Equipo de control y de operación del enfriamiento forzado
- Relevador de acumulación de gases y flujo repentino
- Relevador de presión súbita
- Cambiador de derivaciones
- Equipo de atmósfera inerte
- Manómetro
- Cuernos de arqueo
- Conectores
- Pruebas a circuitos de control

Para la cumplir con el objetivo anterior, se realizaran las siguientes pruebas:

4.9.1 Resistencia de aislamiento

Para corroborar la resistencia del aislamiento del cableado de los circuitos de control, medición y fuerza, se aplica una corriente directa de 1 000 V. El resultado el valor de la resistencia de aislamiento debe ser mayos a 1 000 MΩ.

4.9.2 Tensión aplicada.

La tensión de prueba debe ser de 2 000 V de corriente alterna durante un minuto contra tierra.

4.9.3 Prueba funcional de accesorios y cableado.

La finalidad de ésta prueba es confirmar que el cableado y los accesorios operan de acuerdo con las especificaciones de fabricación. Los dispositivos deben estar en operación simulando las condiciones normales de servicio.

4.10 Corriente de excitación e impedancia a tensiones y/o cargas distintas de las nominales

4.10.1 Corriente de excitación

La prueba de corriente de excitación monofásica es muy útil para localizar problemas como defectos en la estructura magnética del núcleo, desplazamiento de los devanados, fallas en el aislamiento entre vueltas o problemas en el cambiador de derivaciones.

Cuando existe alguna falla como las anteriores, se refleja un cambio en la reluctancia efectiva del circuito magnético, afectando la corriente requerida para obtener un flujo magnético específico a través del núcleo.

➤ Método de prueba

La prueba es llevada a cabo mediante una medición de la corriente que toma el transformador aplicando una tensión en uno de los devanados estando el otro en circuito abierto.

En transformadores trifásicos, se lleva a cabo la prueba aplicando la tensión monofásica en cada una de las fases independientemente. La prueba debe llevarse a cabo aplicando la más alta tensión posible, sin exceder la tensión nominal de operación del devanado.

La instrumentación debe, cuando sea posible excluir de las mediciones la corriente capacitiva entre el devanado excitado y los otros devanados, el núcleo o el tanque.

Para propósitos de comparación, las mediciones subsecuentes deben ser efectuadas con los mismos valores de tensión de prueba y utilizar el mismo arreglo de conexiones.

➤ **Análisis de los resultados de prueba.**

El enfoque usual para el análisis de los resultados de la prueba de corriente de excitación, consiste en comparar los resultados con pruebas previas, o con transformadores similares, ya sea monofásicos o entre fases si son trifásicos.

Para la gran mayoría de transformadores trifásicos, el patrón es de dos lecturas altas y similares en las fases extremadas y una lectura menor en la fase central. Las pruebas iniciales recomendadas incluyen mediciones en varias posiciones del cambiador de derivaciones.

Los resultados diferirán de acuerdo con las posiciones, pero la relación entre fases debe permanecer sin cambio. La comprensión de como la posición del cambiador afecta la magnitud de la corriente en cada fase individual es esencial para desarrollar un análisis correcto.

➤ **Efecto del magnetismo residual**

El núcleo del transformador puede tener magnetismo residual presente como resultado de la desconexión del sistema de potencia, o como ocurre frecuentemente, como resultado de las mediciones de resistencia óhmica de los devanados (en las que es utilizada corriente directa). Este magnetismo residual contribuye en obtener una medición de corriente de excitación más alta que la normal. No hay actualmente un criterio de campo establecido para distinguir entre el efecto del magnetismo residual y el efecto de un problema presente en el transformador.

En la mayoría de los problemas detectados utilizando este procedimiento, la diferencia entre las corrientes de fase individuales en el caso de tres transformadores monofásicos o entre las corrientes de las fases extremas de un transformador trifásico, ha sido siempre mayor que 10 %.

Esto también aplica cuando las mediciones comparadas son mediciones previas. Si hay un cambio significativo en los resultados de prueba, el único método confiable de excluir el efecto del magnetismo residual es desmagnetizar el núcleo.

4.10.2 Impedancia de Cortocircuito

La impedancia de cortocircuito (%Z) de los transformadores de potencia medida en sitio, puede ser comparada con el valor de placa o los valores de prueba de fábrica. Esta medición es usada para detectar movimientos de devanados que puedan haber ocurrido desde que las pruebas de fábrica fueron hechas. El movimiento de los devanados ocurre debido a los esfuerzos mecánicos provocados por corrientes de falla severas o por daño mecánico durante la transportación y/o instalación.

Las mediciones son efectuadas normalmente en cada fase al mismo tiempo. Cambios de más de un 3 % de la impedancia de cortocircuito deben ser considerados significantes.

➤ Métodos de prueba

Un método conveniente para medir la impedancia de corto circuito de un transformador es el método volt amperímetro. Este método es aplicable para probar transformadores monofásicos y trifásicos. Una fuente de alimentación ajustable de corriente alterna, preferentemente regulada y sin distorsión de su forma de onda es utilizada para proporcionar una corriente a través de la impedancia. La impedancia es dada por la relación medida y la corriente.

Uno de los devanados debe ser puesto en corto circuito, mediante un cable de sección adecuada (muy baja resistencia), con la longitud más corta posible y

mantenido lejos de masas o materiales magnéticos. Las conexiones deben garantizar un buen contacto. Esto debe ser considerado, de manera de no incluir en el corto circuito de medición tensiones de impedancia y pérdidas adicionales. Deben utilizarse instrumentos de medición que midan valores cuadráticos medios verdaderos (rmc verdaderos) con precisiones de al menos 0,5 %.

➤ **Impedancia de prueba de un transformador monofásico**

Uno de los devanados del transformador (usualmente el devanado de baja tensión) es cortocircuitado con un conductor de baja impedancia, una tensión a frecuencia nominal es aplicada en el otro devanado. La tensión es ajustada hasta obtener entre el 0,5 % y 1% de la corriente nominal o entre el 2 A a 10 A, dependiendo de la capacidad del transformador bajo prueba. Debe tenerse especial cuidado de limitar la corriente de prueba de manera de que no se sobrecargue la fuente de alimentación y se distorsione la forma de onda. Puede usarse un osciloscopio para verificar lo anterior durante la prueba.

Para obtener mediciones precisas, las terminales del voltímetro deben ser conectadas directamente en las terminales del transformador para evitar caídas adicionales de tensión en los cables de corriente. Los intervalos de los instrumentos de medición deben ser escogidos de manera que las lecturas estén por encima de la mitad superior de la escala completa. La tensión y corriente deben ser medidas simultáneamente.

El %Z de un transformador monofásico puede ser calculada mediante la fórmula siguiente:

$$\%Z_m = \left(\frac{1}{10}\right) \left[\left(\frac{E_m}{I_m}\right) \left(\frac{kVA_r}{(kV_r)^2}\right) \right]$$

Donde:

%Z_m es la impedancia de cortocircuito de un transformador monofásico;

E_m es la tensión medida;

I_m es la corriente medida;

kVA_r es la capacidad del transformador en kilovoltampere;

kV_r es la tensión nominal del devanado energizado en kilovolt.

➤ **Impedancia de un transformador trifásico, de dos devanados**

En un transformador trifásico puede ser medida la impedancia de un transformador trifásico utilizando una fuente monofásica sin importar la conexión de sus devanados. Las terminales del neutro, si existen, no son utilizadas. La prueba es efectuada cortocircuitando las tres terminales de línea del devanado de baja tensión y aplicando una tensión monofásica a frecuencia nominal a dos terminales del otro devanado. Es necesario tomar tres lecturas sucesivas por cada par de terminales (por ejemplo, H1 y H2, H2 y H3, H3 y H1), con la corriente de prueba ajustada al mismo nivel para cada lectura. Entonces el valor del %Z del transformador trifásico es dado por la fórmula siguiente:

$$\%Z_t = \left(\frac{1}{60}\right) \left[\left(\frac{E_{12} + E_{23} + E_{31}}{I_m} \right) \left(\frac{kVA_{3r}}{(kV_{1r})^2} \right) \right]$$

En donde:

%Z_t es la impedancia de cortocircuito de un transformador de dos devanados;

E₁₂, E₂₃, E₃₁ son las tensiones de prueba medidas;

I_m es la corriente de prueba medida;

kVA_{3r} es la capacidad trifásica en kilovoltampere;

kV_{1r} es la tensión nominal de línea a línea de los devanados energizados

➤ **Medición de la impedancia de un transformador de tres devanados**

Un transformador de tres devanados, que puede ser trifásico o monofásico, puede ser medida la impedancia de un transformador de tres devanados (trifásico o monofásico) haciendo mediciones de impedancia entre cada par de dos devanados con cada par de devanados (que significa tres diferentes mediciones de impedancia) siguiendo el mismo procedimiento utilizado para el transformador de

dos devanados. La impedancia individual equivalente de cada devanado individual ser calculada a partir de las mediciones mediante la fórmula siguiente:

$$Z_1 = \frac{Z_{12} - Z_{23} + Z_{31}}{2}$$
$$Z_2 = \frac{Z_{23} - Z_{31} + Z_{12}}{2}$$
$$Z_3 = \frac{Z_{31} - Z_{12} + Z_{23}}{2}$$

En donde:

Z12, Z23 y Z31 son los valores de impedancia medidos entre pares de terminales referidos a los mismos kVA base.

➤ **Interpretación de la medición de impedancia**

Un cambio en la impedancia de cortocircuito del transformador indica un posible movimiento de los devanados dentro del transformador. Debido a que la medición no es mejor al 1 % utilizando instrumentos de 0,5 % de precisión, cambios menores que +/- 2 % de la impedancia de corto circuito no son considerados significantes. Por ejemplo, un cambio en el valor de impedancia de 5 % a 5,4 % debe ser considerado significativo porque implica un cambio de un 8 %.

4.11 Elevación de temperatura de los devanados a capacidades distintas de las nominales.

La verificación de la potencia nominal se debe hacer mediante el ensayo de calentamiento en el que se controla la carga y la sobre temperatura.

Esta prueba debe hacerse respetando las condiciones nominales, y como esto no siempre se logra, los resultados obtenidos deben ser corregidos para referirlos precisamente a estas condiciones.

4.11.1 Transformadores inmersos en aceite

Para determinar la sobreelevación de temperatura la norma NMX-J-169- ANCE vigente propone, por razones prácticas, el método de ensayo en cortocircuito.

Este método consiste en alimentar el transformador con tensión reducida haciendo circular cierta corriente, hasta alcanzar el estado de régimen térmico correspondiente a las pérdidas, (que se determinan previamente mediante dos ensayos separados, por vacío y cortocircuito).

➤ **Objetivo de la prueba**

- Determinar la sobreelevación de temperatura del aceite en la capa superior, y la sobreelevación media del aceite.
- Determinar la sobreelevación media de temperatura de los devanados respecto al aceite.
- La sobreelevación del devanado respecto del ambiente se obtiene como suma de las sobreelevaciones de temperaturas antes determinadas.

Para lograr estos objetivos la prueba se hace en dos pasos:

- I. Las sobreelevaciones de temperaturas del aceite en la capa superior y promedio se determinan suministrando las pérdidas totales, en consecuencia se hace circular una corriente superior a la nominal, para producir una cantidad adicional de pérdidas correspondientes a las de vacío, hasta alcanzar el régimen térmico.

Esto se logra incrementando la corriente en la proporción que se indica.

$$P_{cc} \times K^2 = P_{cc} + P_0$$

Dónde:

P_{cc} : pérdidas en carga totales

$$K = \sqrt{1 + \frac{P_0}{P_{cc}}}$$

K: estado de carga en valor relativo

P₀: pérdidas en vacío

En estas condiciones las sobreelevaciones de temperatura de los devanados son más altas que las que corresponden al funcionamiento en condiciones de carga normal.

La prueba en cortocircuito, faltando el flujo principal del circuito (en rigor muy reducido), no reproduce fielmente las condiciones reales de funcionamiento.

En efecto, en condiciones reales de servicio se presentan las pérdidas en el hierro y además se pueden presentar alteraciones puntuales del campo en el circuito magnético, provocando saturaciones locales con los consiguientes efectos térmicos.

- II. La sobreelevación de temperatura media de los devanados sobre el aceite se obtiene haciendo circular la corriente nominal hasta alcanzar el régimen térmico.

Si no se pueden lograr durante el ensayo los valores especificados de pérdidas y de corriente, se considerarán los mismos como válidos si se realizan dentro de $\pm 20\%$ del valor de las pérdidas totales y $\pm 10\%$ de la corriente correspondiente al funcionamiento nominal.

Para estos casos se establecen las fórmulas que permiten ajustar los resultados a las condiciones normales.

Con este criterio el transformador será utilizado como si estuviera en condiciones normales, limitándose igualmente en ambos casos la temperatura máxima.

4.11.2 Condiciones particulares de servicio

Si las condiciones de temperatura del lugar exceden uno de estos límites, los valores de sobreelevación de temperatura especificados se deben reducir en el mismo valor en que se exceden las temperaturas promedio.

Con este criterio el transformador será utilizado como si estuviera en condiciones normales, limitándose igualmente en ambos casos la temperatura máxima.

Frecuentemente se supone proporcionalidad entre pérdidas y sobreelevación de temperatura, pero la norma propone afectar las pérdidas con un exponente comprendido entre 0.8 y 1 (según tabla 3) para corregir la sobreelevación de temperatura del aceite.

$$\left(\frac{P_{cc} \times K^2 + P_o}{P_{cc} + P_o} \right)^x = \frac{\Delta\theta_K}{\Delta\theta_n}$$

Dónde:

- P_{cc} : pérdidas en carga totales
- K : factor de carga o relación de corrientes (I/I_n)
- P_o : pérdidas en vacío
- $\Delta\theta_K$: salto de temperatura del aceite para el estado de carga K
- $\Delta\theta_n$: salto de temperatura del aceite para la condición nominal
- x : exponente

Como ya visto para corregir la sobreelevación de temperatura del aceite determinada durante las condiciones del ensayo a condiciones normales, se multiplica este valor por la relación entre las pérdidas totales y de ensayo elevado a un exponente "x" (ver tabla 6).

Tipo de transformador y forma de refrigeración	x
Transformadores de distribución (refrigeración natural y potencia nominal hasta 2500 kVA)	0.8

Transformadores más grandes con refrigeración natural en aceite ON	0.9
Transformadores con circulación forzada o dirigida del aceite OF ó OD	1.0

Tabla 6.

Para corregir la sobreelevación de temperatura media de los devanados determinada durante las condiciones de ensayo a condiciones normales, se multiplica este valor por la relación entre la corriente nominal y de ensayo elevado a un exponente "y" (ver tabla 7).

$$K^y = \frac{\Delta\theta_K}{\Delta\theta_n}$$

$\Delta\theta_K$: salto de temperatura del devanado respecto al aceite para el estado de carga K

$\Delta\theta_n$: salto de temperatura del devanado respecto al aceite para el estado de carga normal

Tipo de transformador y forma de refrigeración	y
Transformadores con circulación del aceite natural o forzada (ON y OF)	1.6
Transformadores con circulación del aceite dirigida OD	2.0

Tabla 7.

Cuando corresponde hacer el ensayo para el tope de máxima corriente (entregando la potencia nominal), este es el valor de corriente que se debe utilizar.

La figura 44 muestra el factor de corrección de la sobreelevación de temperatura del aceite en función de las pérdidas en por unidad para distintos tamaños de transformadores y tipos de refrigeración.

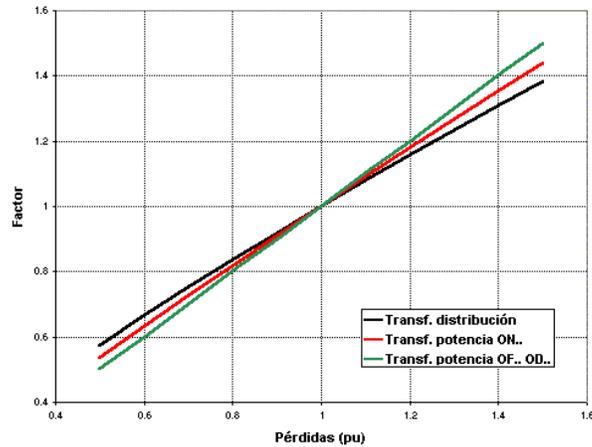


Figura 44.- Factor de corrección de sobreelevación del aceite en función de las pérdidas

La figura 45 muestra el factor de corrección de la sobreelevación de temperatura de los devanados en función de la corriente en por unidad para transformadores en aceite y secos con distinto tipo de refrigeración.

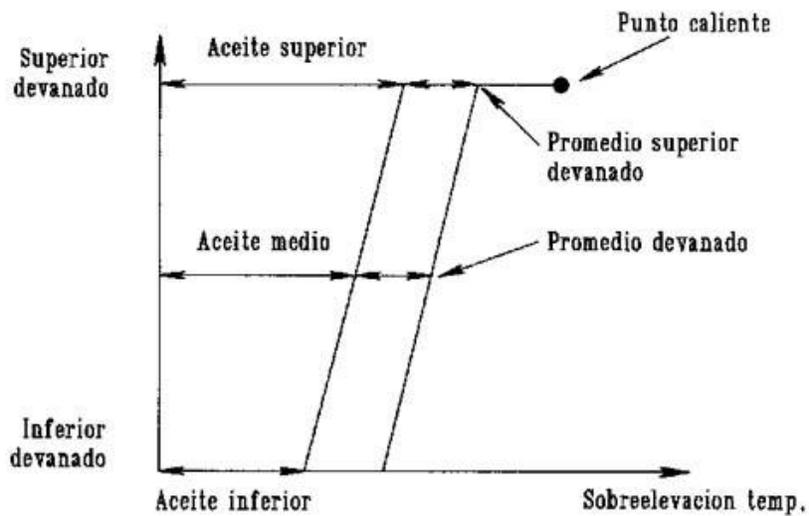


Figura 45.- Factor de corrección de la sobreelevación de temperatura de los devanados

4.11.3 Límites de sobreelevación de temperatura

Para transformadores de potencia se fijan los límites de temperatura normales (-25 °C y 40 °C). Con respecto a los transformadores inmersos en aceite refrigerados con aire, las condiciones de temperatura del lugar de instalación no deben exceder 30 °C de promedio mensual durante el mes más caluroso ni 20 °C de promedio anual.

Si las condiciones de temperatura exceden uno de estos valores, los límites de sobreelevación de temperatura se deben reducir en la misma proporción.

Por ejemplo para un transformador de 100 MVA refrigeración natural en aceite para una temperatura promedio anual de 20 °C corresponden sobreelevaciones de 60 K para el aceite y 65 K para el devanado, si la temperatura promedio anual es de 27 °C las sobreelevaciones deberán limitarse a 53 K y 58 K respectivamente, en estas condiciones y suponiendo proporcionalidad entre las pérdidas y los saltos de temperatura, se puede hacer la siguiente relación:

$$\frac{P_{cc} \times K^2 + P_o}{P_{cc} + P_o} = \frac{\Delta\theta_K}{\Delta\theta_n}$$

Dónde:

P_{cc} : Pérdidas en carga totales

K : factor de carga o relación de corrientes (I/I_n)

P_o : pérdidas en vacío

$\Delta\theta_K$: salto de temperatura del aceite para el estado de carga K

$\Delta\theta_n$: salto de temperatura del aceite para la condición nominal

Despejando K resulta:

$$K = \sqrt{\left(\frac{\Delta\theta_K}{\Delta\theta_n} - \frac{P_o}{P_{cc}} \times \left(1 - \frac{\Delta\theta_K}{\Delta\theta_n} \right) \right)}$$

Aplicando esta fórmula a los datos del ejemplo y suponiendo la relación pérdidas en vacío a pérdidas en cortocircuito igual a 1/5 resulta un valor de K comprendido entre 0.927 y 0.933 según se aplique a las sobreelevaciones del aceite o del devanado.

En consecuencia la potencia que el transformador puede entregar deberá reducirse en estos valores.

Si se supone que las pérdidas en vacío son nulas los correspondientes resultados son 0.940 y 0.945 respectivamente, observamos que al calcular el factor de reducción que se debe aplicar a la potencia nominal por condiciones no normales, es importante tener en cuenta la relación de pérdidas (vacío/ carga).

4.11.4 Utilización de los resultados de ensayo

El ensayo de calentamiento es útil para obtener a través de mediciones, valores de referencia para conocer las temperaturas en puntos representativos del transformador.

Cuando el transformador se encuentra en servicio normal, en base a los resultados de los ensayos y algunas mediciones es posible tener clara noción de la temperatura en sus distintos puntos.

En este concepto se han basado los relés de imagen térmica que protegen al transformador construyendo su temperatura en base a la medición del aceite y la corriente en uno o más arrollamientos.

Con las tecnologías actuales este relé puede ser fácilmente obtenido con simples operaciones de cálculo, a partir del modelo del transformador y relevando alguna temperatura y corriente, para basar los resultados en datos válidos (recientes).

Sin embargo los resultados pueden no ser correctos por influencia de corrientes armónicas cada vez más difundidas y con mayores valores tanto en redes industriales (por causa de cargas con un elevado contenido de electrónica de potencia) como en la red pública (a causa de la gran cantidad de artefactos electrónicos del hogar y la oficina).

4.12 Prueba de nivel de ruido audible

La prueba de ruido audible determinará si el transformador cumple con los niveles de ruido establecidos en las especificaciones de los usuarios correspondientes.

4.12.1 Instrumentación

Las mediciones de nivel de ruido pueden ser realizadas con instrumentación que cumpla con los requerimientos indicados en la especificación ANSI S1.4-1983 “Specification for sound level meters” para medidores tipo 2. Estas mediciones deben ser efectuadas seleccionando la respuesta de la curva “A” de dicha referencia.

4.12.2 Condiciones de la prueba

- La medición debe hacerse en un ambiente que tenga un nivel de ruido de 5 dB como mínimo (y preferentemente 10 dB o más) abajo del nivel de ruido del transformador y del ambiente, combinados. El nivel del ruido ambiente debe ser determinado por lo menos con cuatro mediciones inmediatamente antes y cuatro inmediatamente después de ser medido el ruido del transformador. Para un nivel de ruido ambiente de 5 dB o más, por abajo

del nivel total de ruido (transformador y ambiente), deben aplicarse las correcciones que se indican en la tabla 8.

Diferencia en decibeles entre el nivel de ruido del transformador y ambiente combinados y el nivel de ruido del ambiente	Corrección en decibeles aplicable al nivel de ruido del transformador y ambiente combinados para obtener el nivel de ruido del transformador
5	1.6
6	1.3
7	1.0
8	0.8
9	0.6
10	0.4
Más de 10	0

TABLA 8.- Correcciones para el nivel de ruido

- El transformador debe estar localizado en un lugar sin superficies de reflexión acústica dentro de una área de por lo menos 3 m a su alrededor, excepto al piso y el techo.
- Debe energizarse el transformador a tensión y frecuencia nominales y sin carga.

4.12.3 Mediciones

El nivel de ruido promedio se define como la media aritmética de las lecturas de nivel de ruido tomadas de acuerdo con los párrafos siguientes:

- La superficie de producción de ruido de referencia de un transformador, es una superficie vertical que sigue el contorno trazado por una cuerda tensa alrededor de la proyección horizontal del contorno del transformador, de acuerdo con lo indicado en la figura 46.
- Para transformadores cuyo tanque sea de una altura menor que 2,50 m las mediciones deben hacerse a la mitad de la altura aproximadamente. Para transformadores cuyo tanque sea de una altura de 2,50 m o mayor, las mediciones deben hacerse a un tercio y dos tercios de la altura aproximadamente.
- Para la localización de los micrófonos o el lugar donde deben hacerse las mediciones del nivel de ruido, el primer micrófono debe localizarse al frente de la válvula de drenaje principal a 2 m de distancia, y las siguientes posiciones se marcan alrededor del transformador, a intervalos de 1 m, a lo largo de la superficie de mayor producción de ruido y de acuerdo con la figura 46.

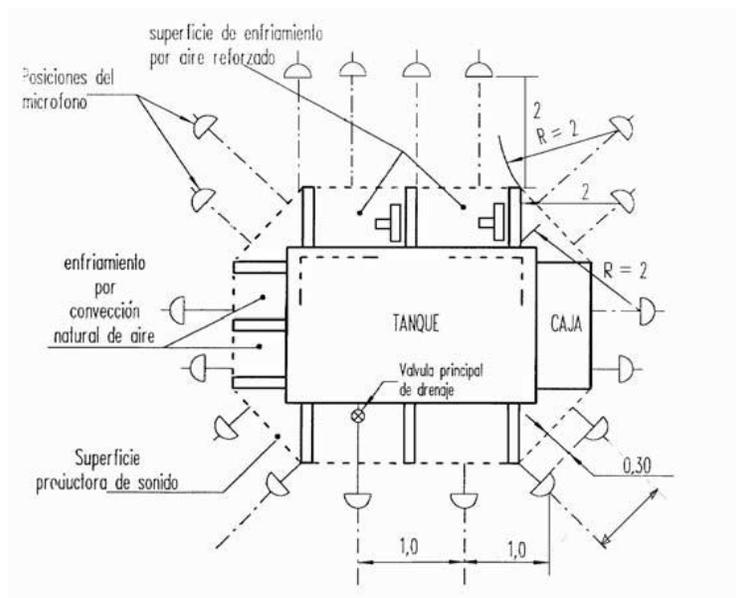


Figura 46.- Localización del micrófono para la prueba de medición de ruido

4.13 Prueba de Vacío

El objetivo es garantizar que el tanque del transformador no sufra deformaciones permanentes como consecuencia de la aplicación del vacío. Esto es con el propósito de determinar si mecánicamente estas partes son aptas para los procesos de secado y llenado al vacío.

4.13.1 Procedimiento

Antes de iniciar la prueba deben cerrarse las válvulas de los radiadores y retirar todo el líquido aislante del tanque.

Debe hacerse el vacío hasta alcanzar una presión absoluta de 1 000 micrones y mantenerse durante 2h durante las cuales no debe aumentar la presión absoluta en más de 10 %. Otro valor diferente debe ser acordado entre fabricante y usuario

4.14 Prueba de cortocircuito

4.14.1 Objetivo de la prueba

La prueba de corto circuito es realizada para determinar experimentalmente el valor de la impedancia equivalente de un transformador y las pérdidas en los devanados, también se busca demostrar la capacidad mecánica del transformador en condiciones de cortocircuito. La prueba se aplica principalmente a transformadores nuevos con la finalidad de evaluar su diseño.

4.14.2 Desarrollo de la prueba

La prueba de cortocircuito se desarrolla conectando uno de los devanados del transformador en cortocircuito, puede ser aplicado en las terminales primarias o

secundarias, dependiendo de la capacidad de la fuente de tensión que se disponga, preferentemente se aplica el cortocircuito en el devanado secundario debido a que es más característico de las condiciones de falla del sistema.

Las pruebas se pueden realizar de la siguiente manera:

- Cerrando un interruptor que establezca la falla en terminales, teniendo el transformador previamente energizado.
- Cerrando un interruptor en terminales del lado de la fuente, aplicando la energía al transformador previamente puesto en cortocircuito.

➤ **Tipos de falla.**

A continuación se describen algunos tipos de fallas que pueden ser usados y que son aplicables dependiendo de la fuente de energía que se disponga.

- Fuente trifásica: corto circuito trifásico.
- Fuente trifásica: cortocircuito de una fase a tierra.
- Fuente monofásica: corto circuito trifásico simulado.
- Fuente monofásica: cortocircuito monofásico en una fase a la vez.

➤ **Características de corto circuito.**

Las características de cortocircuito se pueden determinar tomando como base el diagrama de conexiones de la figura 47.

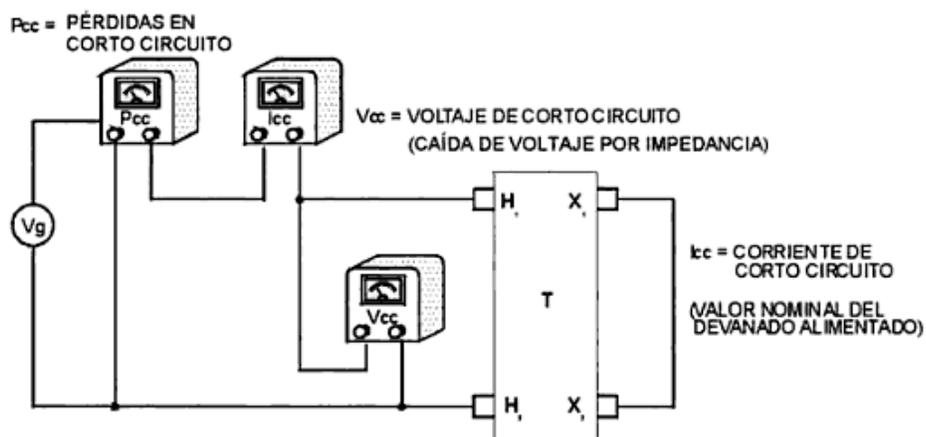


Figura 47.- Diagrama de conexiones para la determinación de las características de cortocircuito.

La impedancia equivalente referida al primario es:

$$Z_{eq} = \frac{V_{cc}}{I_{cc}}$$

La resistencia equivalente referida al primario es:

$$R_{eq} = \frac{P_{cc}}{I_{cc}^2}$$

La reactancia equivalente referida al primario es:

$$X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2}$$

De la prueba de cortocircuito las pérdidas a plena carga en los devanados se obtiene como:

$$P_{cc} = I_{cc}^2 R_1$$

Donde:

R_1 : es el valor de la resistencia referida al devanado de alimentación.

$$R_1 = \frac{P_{cc}}{I_{cc}^2}$$

La impedancia equivalente referida al devanado de alimentación se calcula como:

$$Z_1 = \frac{V_{cc}}{I_{cc}}$$

De aquí, la reactancia equivalente referida al devanado de alimentación se calcula como:

$$X_1 = \sqrt{(Z_1)^2 - (R_1)^2}$$

La eficiencia del transformador se calcula como:

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de salida} + \text{Pérdidas}}$$

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Pot. de salida} + \text{Pérdidas en el hierro} + \text{Pérdidas devanados}}$$

La potencia de salida se puede escribir también como:

$$P_s = V_s I_s \cos \phi$$

Donde:

V_s e I_s : son el voltaje y corriente en el secundario o lado de la carga.

Las pérdidas en el núcleo P_o tienen un valor constante en forma independiente del valor de la carga. Las pérdidas en los devanados varían con la carga.

4. 15 Prueba de humedad residual

El propósito de esta prueba es la determinación de la humedad residual de los aislamientos de celulosa por el método de la medición de la temperatura de punto de rocío del gas que los rodea. Para lograr este propósito es necesario hacer uso de equipos de medición que permitan evaluar este parámetro.

4.15.1 Preparación y procedimiento

El procedimiento a seguir en la prueba, consiste en llenar el transformador con un gas seco, nitrógeno o aire (con una temperatura de rocío de $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$), con una presión de 6,8 kPa a 34 kPa y dejar reposar por un periodo mayor que 12 h, tal que se obtenga un equilibrio termodinámico en su interior, hasta que la humedad de los aislamientos haya dejado de migrar hacia el gas.

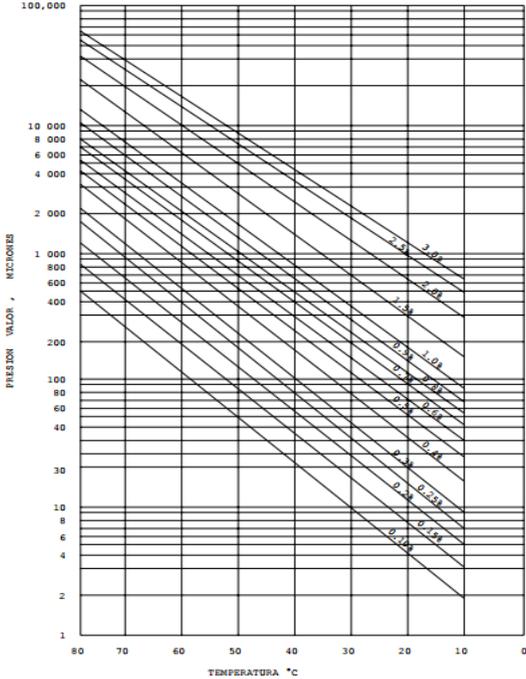
El Punto de Rocío de un gas es, por definición, la temperatura a la cual la humedad presente (vapor de agua contenido en el gas) comienza a condensarse sobre la superficie en contacto con el gas. Con base en este valor se puede determinar

sobre un volumen conocido, la cantidad total de agua contenida en él, así como su Humedad Relativa. 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, hasta alcanzar condiciones de equilibrio entre sus respectivas humedades. En la actualidad existe la suficiente experiencia como para decir que la técnica de determinación de humedad por este método es adecuada y con suficiente precisión. El procedimiento general consiste en llenar el transformador con un gas seco (aire o nitrógeno), de tal manera que al cabo de un cierto tiempo, en el cual se alcance el estado de equilibrio en humedad, se mide el Punto de Rocío del gas y con este valor poder determinar la Humedad Residual en los aislamientos. A continuación se detallan los pasos necesarios para efectuar la determinación de la Humedad Residual.

- a) Al terminar con el armado del transformador, comunicados tanque conservador y radiadores, extraer todo el aceite y con el transformador debidamente sellado, se procede a efectuar vacío hasta alcanzar un valor de 100 micrones o menos, manteniéndose en estas condiciones por cuatro horas. $1 \text{ mm de Hg} = 1000 \text{ micrones}$.
- b) Al término fijado en el punto anterior romper el vacío con aire o nitrógeno seco, con un Punto de Rocío de $-45 \text{ }^{\circ}\text{C}$ o menor. Presurizar el transformador a 5 lbs/pgda^2 y mantener en estas condiciones por 24 horas, tiempo suficiente para alcanzar el punto de equilibrio.
- c) Transcurrido dicho tiempo, efectuar la medición del Punto de Rocío del gas.
- d) Determinar la temperatura de los devanados, preferentemente por el método de medición de resistencia óhmica.
- e) Con el valor de Punto de Rocío obtenido y la presión del gas dentro del transformador, determinar la presión de vapor (ver gráfica de la Figura 49).
- f) Con la presión de vapor y la temperatura de devanados determinar la Humedad Residual con la gráfica de la Figura 48.

Una vez alcanzado el equilibrio, debe efectuarse la medición de la temperatura de punto de rocío del gas, siguiendo un procedimiento apropiado al tipo de instrumento utilizado. Con este valor (en grados Celsius) se obtiene la presión de vapor de la gráfica de la Figura 49.

En el caso de que la presión total en el instrumento de medición de punto de rocío no sea igual que la presión del tanque, la presión de vapor debe corregirse con un factor igual que la relación de presiones absoluta, del tanque sobre la del instrumento. Con el valor corregido de la presión de vapor y con la temperatura de los aislamientos, se obtiene en la gráfica de la Figura 48, el valor de la humedad residual.



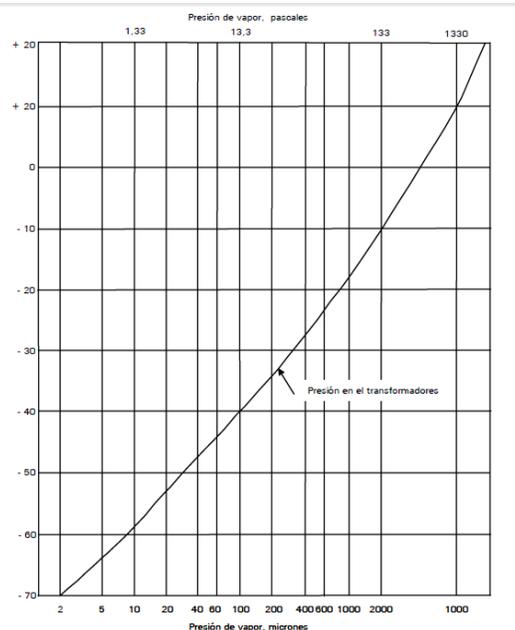


FIGURA 49.- Obtención de la presión de vapor en la prueba de humedad residual

NOTA - La temperatura de los aislamientos se supone igual que la del devanado, la cual puede calcularse a partir de una medición de la resistencia óhmica.

El valor de humedad residual obtenido debe ser como máximo 0,5 %.

4.16 Prueba hidrostática

4.16.1 Objetivo

El objetivo de la prueba hidrostática es verificar que el diseño, materiales y el procedimiento de soldadura usados en la fabricación de los tanques del transformador, sean capaces de soportar los esfuerzos de las especificaciones.

4.16.2 Procedimiento

La capacidad manométrica de los tanques debe soportar una presión de 69 kPa durante 2 horas, tomando como referencia desde la parte inferior del tanque hasta una altura aproximada a la válvula de drenaje.

Para lograr un incremento de la presión se utiliza una bomba o pistón introduciéndole agua hasta llegar a la presión que se especifica.

También se puede realizar la prueba dejando un espacio de aire de aproximadamente 25 cm e introducirle aire a presión hasta llegar a la presión que se desea.

Es importante que al momento de realizar la prueba hidrostática todas las partes del tanque estén soldadas y sin recubrimientos.

Para la realización de la prueba se deben colocar dos manómetros, uno ubicado en la parte superior y otro en la base.

4.17 Prueba de aislamiento núcleo

4.17.1 Resistencia de aislamiento núcleo - tierra

Para la realización de esta prueba el núcleo debe tener sus puntos de conexión a tierra accesibles y poder ser desconectados para efectuar la medición. El transformador debe estar sin aceite.

La instrumentación requerida para medir la resistencia del aislamiento será un megóhmetro o un sistema equivalente.

La prueba consiste en aplicar una tensión de 1 000 V de corriente directa entre el núcleo y tierra y efectuar una medición de la resistencia entre ellos con el megóhmetro, registrándose el valor medido a los 60 s de aplicación de esta tensión.

El valor de la resistencia debe ser mayor que 200 MΩ.

4.17.2 Tensión aplicada

Debe desconectarse el núcleo de tierra y aplicarse una tensión de 2 000 V corriente alterna entre el núcleo y tierra durante 60 s.

El aislamiento debe ser capaz de soportar dicha tensión sin presentar fallas dieléctricas.

4.18 Prueba de impedancia de secuencia cero.

4.18.1 Prueba de impedancia de secuencia cero de transformadores trifásicos.

Las conexiones de los devanados de un transformador trifásico y la construcción del núcleo influyen en las características de impedancia de secuencia cero en dicho transformador.

Las pruebas de impedancia cero que se describen a continuación se aplican exclusivamente a transformadores de uno o más devanados conectados en estrella con los neutros conectados externamente a través de una boquilla. Además de que uno de los devanados debe ser excitado a frecuencia nominal entre las tres terminales de línea conectadas juntas y su neutro.

La corriente de excitación que se debe aplicar para realizar la prueba debe cumplir con las siguientes especificaciones:

- Sin devanados en delta: La tensión aplicada no debe ser menor al 30% de la tensión nominal de línea a neutro del devanado energizado y menor de su valor nominal.
- Con devanados en delta: La tensión aplicada debe ser menor a la corriente nominal de fase del devanado en delta.

Los tiempos de duración de la prueba dependerán de los límites térmicos de cualquiera de las partes del transformador al que se le esté realizando la prueba.

El valor de secuencia cero se puede obtener empleando la siguiente expresión:

$$\%Z_0 = (300) \left(\frac{E}{E_r} \right) \left(\frac{I_r}{I} \right)$$

En donde:

Z_0 es la impedancia de secuencia cero;

E es la tensión medida de alimentación;

E_r es la tensión nominal de fase a tierra del devanado alimentado;

I es la corriente total de alimentación medida, que fluye en el paralelo de las fases;

I_r es la corriente nominal por fase del devanado alimentado.

A continuación se describen las pruebas para dos tipos de transformadores, los cuales son:

4.18.2 Transformadores con un neutro disponibles; excluyendo transformadores con devanados interconectados.

En la figura 50 se puede apreciar la red de secuencia cero con las características del transformador con un neutro disponible (devanado 1); excluyendo transformadores con devanados interconectados.

Para la realización de ésta prueba se debe aplicar una tensión monofásica a frecuencia nominal entre sus terminales de línea en corto circuito y el neutro. Las terminales externas de los otros devanados pueden estar en circuito abierto o cortocircuito y a tierra.

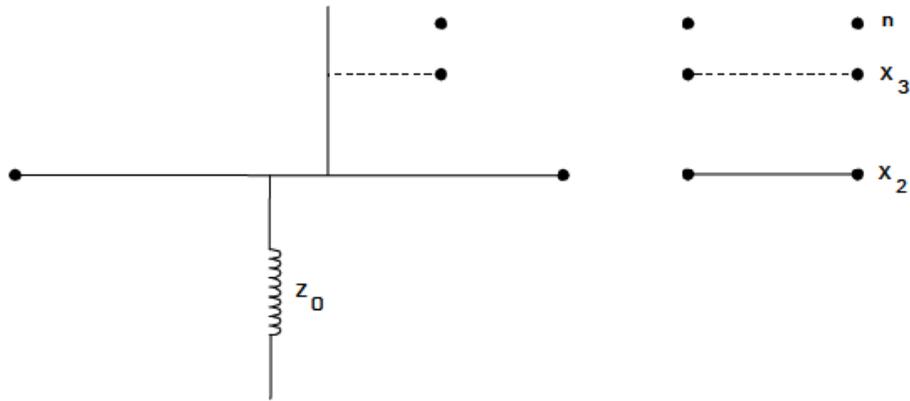


Figura 50.- Red equivalente de secuencia cero que da las características externas a transformadores con neutro disponible.

4.18.3 Transformadores con dos neutros externamente accesibles; excluyendo transformadores con devanados interconectados.

En la figura 50 se puede apreciar la red de secuencia cero con las características del transformador con dos neutros disponibles (devanado 1 y 2); excluyendo transformadores con devanados interconectados. Se considera que el desplazamiento de fase entre los devanados 1 y 2 es de 0° .

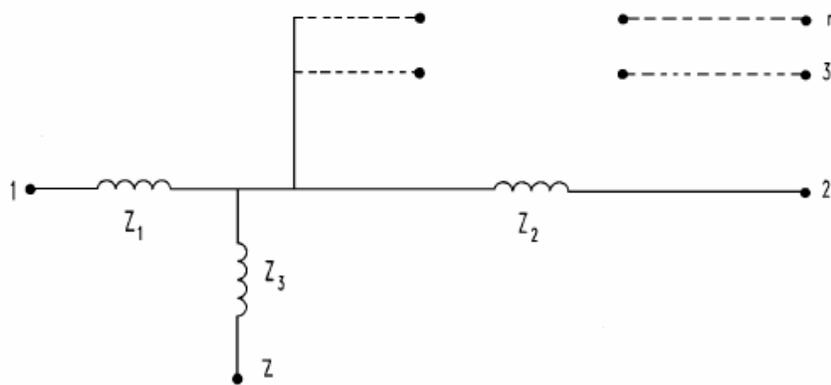


Figura 51.- Red equivalente de secuencia cero que da las características externas a transformadores con dos neutros externamente accesibles.

Los parámetros de la red equivalente de la figura 51 se pueden determinar a través de las siguientes pruebas:

- **Prueba 1:**
Se debe aplicar una tensión monofásica al devanado 1 entre las terminales de línea en cortocircuito y el neutro con los devanados en circuito abierto. El valor resultante de la impedancia de secuencia cero se expresa como Z_{1N0} .
- **Prueba 2:**
De debe aplicar una tensión monofásica al devanado 2 entre las terminales de línea en cortocircuito y el neutro con los devanados en circuito abierto. El valor resultante de la impedancia de secuencia cero se expresa como Z_{2N0} .
- **Prueba 3:**
Se debe aplicar una tensión monofásica del devanado 1 entre las terminales de línea en cortocircuito y su neutro, las terminales de línea y el neutro del devanado 2 se conectan en cortocircuito. Los devanados restantes se pueden conectar en circuito abierto o en cortocircuito La impedancia se expresa como Z_{1NS}
- **Prueba 4:**
Se debe aplicar una tensión monofásica al devanado 2 entre las terminales de línea en cortocircuito y su neutro, las terminales de línea y el neutro del devanado 1 se conectan en cortocircuito. Los devanados restantes se pueden conectar en circuito abierto o en cortocircuito. El valor de la impedancia de secuencia cero se expresa como Z_{2NS} .

La red equivalente se puede obtener de la siguiente forma:

$$Z_3 = \sqrt{Z_{2N0}(Z_{1N0} - Z_{1NS})}$$

$$Z_2 = Z_{2N0} - Z_3$$

$$Z_1 = Z_{1N0} - Z_3$$

Cuando Z_{1N0} y Z_{2N0} se aproximan al infinito, entonces Z_3 también tiende al infinito y la red equivalente de secuencia de fase cero queda como se observa en la figura 52.

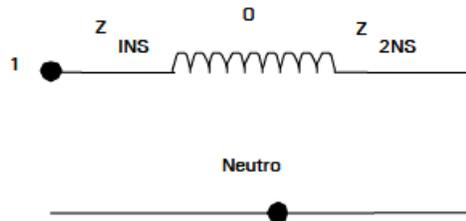


Figura 52.- Red equivalente de secuencia cero para transformadores con dos neutros.

4.19 Cromatografía de gases

La finalidad de esta prueba es la de detectar fallas potenciales durante las pruebas en fabrica, en las que se simulan condiciones extremas de funcionamiento. Se observa si hay generación anormal de gases durante las pruebas de temperatura o durante las pruebas dieléctricas.

Después que los compuestos aromáticos (también llamados aceites esenciales) son cuidadosamente destilados del material de la planta, las muestras son analizadas para verificar su composición química usando una cromatografía de gas. En la cromatografía de gas, los compuestos volátiles del aceite esencial son vaporizados y pasados a través de una larga columna llamada cromatógrafo de gas. Cada componente individual viaja o pasa a través de la columna a un ritmo diferente y estos se miden, durante el periodo de prueba, en el momento en que salen de la columna. Al usar la cromatografía de gas, los ingenieros de control de calidad pueden determinar cuáles compuestos están presentes en el análisis de la muestra, y de igual importancia, a que niveles.

Esta prueba se recomienda normalmente para equipos de potencia nominal igual o mayor que 50 MVA.

Es importante asegurar que el aceite al inicio de la prueba, tenga bajos niveles de contenido de gas, con el objeto de no alterar los resultados finales.

Los valores máximos que no deben exceder son los siguientes:

Gas	Símbolo	Concentración: ppm (v/v)
Hidrógeno	H2	15
Oxígeno	O2	--
Nitrógeno	N2	--
Monóxido de Carbono	CO	80
Bióxido de Carbono	CO2	200
Metano	CH4	2,5
Etano	C2H6	2
Etileno	C2H4	2
Acetileno	C2H2	1

Normalmente los niveles medidos al inicio de una prueba están considerablemente abajo de estos valores.

4.19.1 Prueba de elevación de temperatura

La más efectiva y útil aplicación técnica del AGD, es durante la prueba de elevación de temperatura del transformador.

La degradación térmica de aislamiento es la principal causa en la producción de gases durante la prueba de elevación de temperatura. Entre mayor sea la duración la prueba, son más efectivos los resultados del análisis de gases disueltos.

4.19.2 Pruebas de corriente de carga

Se recomiendan que en unidades con una capacidad nominal mayor que 80 MVA y no lleven prueba de elevación de temperatura sean sometidas a una prueba de corriente de carga para evaluar el AGD con una duración mínima de 12 h.

4.19.3 Prueba de sobrecarga

Cuando se especifique las pruebas de AGD deben ser hechas para evaluar el comportamiento del transformador con una carga mayor que la de su capacidad nominal.

Para realizar una separación mediante cromatografía de gases, se inyecta una pequeña cantidad de la muestra a separar en una corriente de un gas inerte a elevada temperatura; esta corriente de gas, atraviesa una columna cromatográfica que separa los componentes de la mezcla por medio de un mecanismo de partición (cromatografía gas líquido) de adsorción (cromatografías gas solido) o, en muchos casos, por medio de una mezcla de ambos. Los componentes separados, emergerán de la columna a intervalos discretos y pasarán a través de algún sistema de detección adecuado, o bien serán dirigidos hacia un dispositivo de recolección de muestras.

Sistemas de inyección de muestra El modo estándar, adecuado para aproximadamente 95% de las aplicaciones de las columnas empacadas (o empaquetadas), es la inyección directa. La muestra es inyectada con una jeringa hipodérmica a través de un séptum de goma (o hule) de silicona autosellante, a un

alineador de vidrio (glass insert) contenido en un bloque metálico, donde es vaporizada y barrida hacia la columna (Fig. 53). El bloque se calienta a una temperatura que se fija en un valor suficientemente alto para convertir prácticamente en forma instantánea la muestra líquida en vapor. La cantidad de muestra inyectada es del orden de μL para líquidos y algo superior para gases.

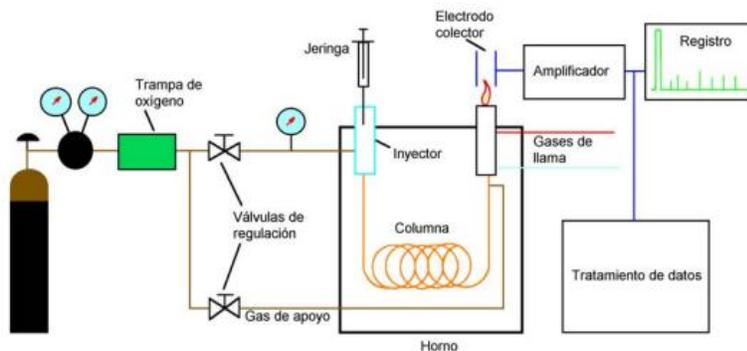


Figura 53.- Esquema de un cromatógrafo de gases

En cromatografía de gases, un detector ideal tiene las siguientes características:

1. Adecuada sensibilidad. Lo que constituye una adecuada sensibilidad no se puede evaluar de forma cuantitativa. Por ejemplo, las sensibilidades de los detectores que se van a describir difieren por un factor de 107. Aunque todos se utilizan extensamente y son adecuados en ciertos casos; sin embargo, en algunas aplicaciones los menos sensibles no resultan convenientes. En general, las sensibilidades de los detectores actuales se encuentran en el intervalo de 10^{-8} a 10^{-15} g de analito/s.
2. Buena estabilidad y reproducibilidad.
3. Una respuesta lineal para los analitos que se extienda a varios órdenes de magnitud.
4. Un intervalo de temperaturas de trabajo comprendido desde la temperatura ambiente hasta al menos 400°C .
5. Un tiempo de respuesta corto que lo haga independiente del caudal.

6. Alta fiabilidad y manejo sencillo. Hasta el punto de estar a prueba de la impericia de operadores inexpertos.
7. Respuesta semejante para todos los analitos, o por el contrario, una respuesta selectiva y altamente predecible para una o más clases de analitos.
8. No destructivo de la muestra.

CAPITULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Medición de la resistencia óhmica de los devanados.

En conexión delta de transformadores, el valor de la resistencia implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia en serie de las otras dos fases. Por lo anterior al realizar la medición, en las tres fases se obtienen valores similares. En caso de que se tenga un devanado fallado, dos fases dan valores similares.

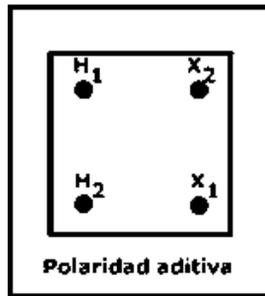
Para transformadores en conexión estrella el valor es similar en las tres fases, por lo que se puede determinar con precisión cual es la fase fallada. En transformadores monofásicos, se comprueba fácilmente el daño del devanado fallado.

Es recomendable que los valores de puesta en servicio se tengan como referencia para comparaciones con pruebas posteriores.

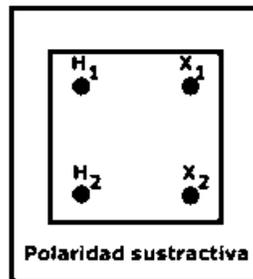
Polaridad, diagrama fasorial, secuencia de fases.

La polaridad del transformador dependerá de cómo están devanadas las dos bobinas, no solamente respecto al núcleo sino que también respecto entre ellas, es decir que la polaridad designa las direcciones relativas instantáneas de la corriente en las terminales del transformador.

Si la polaridad es aditiva, se refiere a que las terminales de un mismo lado tienen subíndices diferentes (H1, X2, H2, X1), es decir, el embobinado secundario está enrollado en el mismo sentido que el primario, esto hace que los flujos giren en el mismo sentido y se sumen



La polaridad sustractiva se refiere a que cuando la terminal primaria H1 está colocada de forma adyacente a la terminal secundaria X1. Por tanto el embobinado secundario está enrollado en sentido contrario al del primario, esto hace que los flujos giren en sentidos opuestos y se resten.



Relación de transformación.

El método de los voltímetros, al considerar un par de grupos de diferentes lecturas cada una, es aceptable la prueba cuando la relación de transformación en cada una de las lecturas no es mayor al 1% en cada medición. Entonces, se obtendrá la relación de transformación como el promedio de todas las mediciones.

En el método del transformador patrón, la relación de transformación deseada se dará cuando el voltímetro colocado entre alguna de las terminales de baja tensión del transformador de prueba y el transformador patrón registre el valor de cero. Al utilizar un transformador de relación variable como transformador patrón, la relación de transformación se obtiene directamente.

Cuando se utiliza el potenciómetro de resistencia y registre una resistencia nula, de esta manera sabremos que las corrientes circulantes se han anulado y la relación de transformación del transformador es la óptima (igual a la relación de las resistencias del potenciómetro).

Perdidas en vacío, y corriente de excitación.

La corriente de excitación y las pérdidas sin carga están en función de la frecuencia, el voltaje y la forma de onda del voltaje aplicado. Las mediciones a la hora de la prueba son particularmente sensibles a la forma de onda del voltaje aplicado, de tal forma que si la forma de onda no es senoidal las mediciones variarán ampliamente.

Con la prueba de corriente de excitación se verificara el diseño del núcleo y su comportamiento. Esto permite usar núcleos económicos y aún permiten que el transformador pueda ser operado de acuerdo con las normas, las cuales requieren que:

1. El transformador sea capaz de ser operado a un 5% arriba del voltaje nominal a plena carga, sin exceder el rango de incremento de temperatura. Esto es aplicable cuando el factor de potencia de la carga es 0.8 o más grande.
2. El transformador sea capaz, sin exceder su rango de incremento de temperatura, de operar a un 10% arriba del voltaje sin carga en las terminales del secundario.

La prueba de pérdidas en vacío o sin carga ha llegado a ser muy importante para el usuario, particularmente en años recientes, debido al alto costo de la energía eléctrica, ya que el costo de las pérdidas en el núcleo se encuentran siempre presentes, aun cuando no exista carga alguna en el secundario del transformador.

Las pérdidas sin carga pueden ser controladas en algún grado por la calidad del acero al silicio a usar, por el nivel de inducción al cual va a operar el transformador y por el tipo de núcleo a utilizar. Generalmente un diseño con menores pérdidas en el núcleo costará más inicialmente, sin embargo a largo plazo se ahorrará energía y costos de operación.

Pérdidas por efecto Joule.

Las pérdidas por efecto Joule (I^2R), debe partirse de las corrientes usadas en la prueba de pérdidas debidas a la carga y de las mediciones de la resistencia corregidas a la temperatura a la que se midieron las pérdidas debidas a la carga.

Prueba dieléctrica.

Con los resultados de las pruebas dieléctricas se puede determinar las condiciones en las que se encuentran los aislamientos de los devanados del transformador. Esta prueba se realiza antes de poner el transformador en funcionamiento.

Los resultados son los que se obtienen en las siguientes pruebas:

- Prueba de tensión al impulso. En esta prueba se determina si el aislamiento del transformador es capaz de soportar descargas atmosféricas.
- Prueba de tensión aplicada. Los resultados en esta prueba indican si el aislamiento es capaz de soportar las tensiones de prueba dependiendo de la clase del transformador.
- Prueba de tensión inducida. En esta prueba los devanados deben ser capaces de soportar una tensión 200% de la tensión nominal.

- Factor de potencia de los aislamientos del conjunto. En esta prueba se obtiene el factor de potencia de aislamiento.
- Resistencia de aislamiento. En esta prueba se determina la resistencia de aislamiento de los devanados individuales a tierra y/o entre devanados.

Es importante indicar que se debe mantenerse especial atención ante la evidencia de posible falla que puedan incluir: La indicación de humo y burbujas en el líquido aislante, sonidos audibles, un incremento súbito en la corriente de prueba, un apreciable incremento en el nivel de descargas parciales.

Cualquiera de estas indicaciones debe ser cuidadosamente investigada por observación, repetición de la prueba o por otras pruebas para determinar si ha ocurrido una falla.

Pruebas de elevación de temperatura de los devanados y Elevación de temperatura de los devanados a capacidades distintas de las nominales.

El envejecimiento y la duración de vida del aislamiento del transformador podrían describirse, casi exclusivamente, por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante ubicado entre el devanado del transformador.

Es de suma importancia realizar esta prueba ya que durante el calentamiento, el aceite se descompone en hidrocarburos de bajo peso molecular. Con elevación de la temperatura, aumenta considerablemente la concentración de etileno en relación con el metano y el etano, por tanto, el etileno es el producto principal para la caracterización de las fallas por sobrecalentamiento. Con respecto al acetileno (el menos saturado) se admite que la temperatura no resulte suficiente para generar su formación a gran escala.

El principal producto de las descargas parciales es el hidrógeno, acompañado de concentraciones menores de metano. Si la falla afecta la celulosa, también habrá la formación de monóxido de carbono.

Prueba de hermeticidad.

En la prueba de hermeticidad, se dice que el transformador pasó satisfactoriamente la prueba, cuando la presión final de la cámara cubierta por aire seco o nitrógeno después del tiempo establecido en la norma de producto correspondiente al tipo de transformador bajo prueba, no es inferior a la presión inicial en un 10%.

Prueba a circuitos de control, medición y fuerza.

Con los resultados de las pruebas a circuitos de control, medición y fuerza se pueden obtener los valores para determinar las condiciones en las que se encuentran el cableado y los accesorios asociados, ya que debe ser el óptimo para el correcto funcionamiento de los circuitos.

Corriente de excitación e impedancia a tensiones y/o cargas distintas de las nominales.

La prueba de corriente de excitación a tensiones distinta a la nominal, permite localizar problemas como defectos en la estructura magnética del núcleo, desplazamiento de los devanados, fallas en el aislamiento entre vueltas o problemas en el cambiador de derivaciones y esto se ve reflejado cuando, al aplicar una tensión monofásica en cada una de las fases independientemente de un transformador trifásico y repetir este procedimiento varias veces, no se registran mediciones similares, considerando que se ha tomado en cuenta las posiciones entre fases.

Otro aspecto a considerar en esta prueba, es el magnetismo residual. El cual puede contribuir a obtener una corriente de excitación más alta, alrededor del 10%, en

dado caso que sean mayores los resultados de prueba, se recomienda desmagnetizar el núcleo.

Prueba de vacío.

Con la prueba de vacío, hay dos factores que no deberán exceder de los valores considerados. La primera es la presión absoluta del tanque al vacío, no deberá exceder del 10% y la segunda será la deformación del tanque, la cual no deberá exceder del 1% con respecto a la longitud del segmento considerado en la dirección medida y no deberá existir deformación permanente después de aplicar la presión de prueba.

Con el cumplimiento de los factores anteriores, se determinará que el tanque del transformador está apto para los procesos de secado y llenado a vacío.

Prueba de cortocircuito.

De la prueba de cortocircuito obtenemos la potencia activa consumida en el transformador, que coincide con las pérdidas en el cobre, y la tensión de cortocircuito. Puesto que conocemos los valores de la potencia activa y de la tensión, calculamos la resistencia (R_{cc}); ya que conocemos también la corriente, es posible calcular la impedancia y, con ellas, la reactancia (X_{cc}). También se pueden conocer con facilidad las tensiones en la resistencia y en la reactancia (en la realidad no existen estos dispositivos por separado).

Prueba de humedad residual.

Los fabricantes de transformadores distribución recomiendan que el secado de estos equipos sea menor de 0.5% de Humedad Residual.

Un contenido de humedad de entre 0.2 y 0.4 % es un buen valor de trabajo. Humedades Residuales por debajo de 0.1 %, además de ser difíciles de obtener,

no se recomiendan por la posible pérdida de vida del aislamiento. Se ha demostrado por varios investigadores, que el contenido de agua en un aislamiento fibroso se equilibra a un nivel gobernado por la presión de vapor y la temperatura del medio aislante.

Como conclusión general, se recomienda que un valor aceptable de Humedad Residual en aislamientos sólidos para transformadores distribución, debe ser del 0.3 %.

Prueba hidrostática.

Con los resultados obtenidos en la prueba hidrostática se pretende la aceptación del tanque, por lo que se deben cumplir con las siguientes dos consideraciones:

- Antes y después de aplicar la prueba de presión con el tanque lleno de agua, la deformación del tanque debe ser menos al 1%.
- En caso de fractura en los cordones de soldadura.

Prueba de aislamiento al núcleo

Para la prueba de aislamiento al núcleo, el transformador deberá tener una resistencia de aislamiento al núcleo mayor a 200M Ω y deberá soportar una tensión de 2000V de corriente alterna entre el núcleo y tierra durante 60 s. Con lo anterior se considerará que el transformador no presentará fallas dieléctricas.

Prueba de impedancia de secuencia cero.

Los resultados obtenidos en la prueba de secuencia cero como son las corrientes de cada fase, son necesarios para el estudio de una falla monofásica.

Cromatografía de gases.

Análisis cromatográfico. La cromatografía consiste en un medio físico de separar los componentes de un fluido mediante su distribución en dos fases, una estacionaria y de gran superficie y la otra de un fluido que circula a través de la primera. La separación ocurre cuando los componentes de la mezcla interactúan con la fase estacionaria o medio, si estas interacciones son diferentes entre sí, también lo serán las velocidades durante el recorrido. El tiempo que tarda un componente en recorrer la fase estacionaria y llegar al detector se le llama tiempo de retención y es diferente para cada componente de acuerdo a sus propiedades químicas. Los gases son detectados por dispositivos establecidos para cada uno de ellos; la medición requiere de un patrón con concentraciones conocidas y se calibran los tiempos de retención para su identificación.

En términos generales un cromatógrafo de gas se divide en tres partes principales: inyectores o vaporizadores, columnas y detectores.

En el inyector, la muestra de gas que se va analizar se diluye en un gas inerte, que la conduce a través de la columna, donde se realiza la separación en un medio adecuado y pasa en seguida al detector que emite una señal proporcional a la señal de cada componente.

El aparato debe ser capaz de controlar con precisión todas y cada una de las siguientes variables: la temperatura de las tres partes principales, la corriente de los detectores y el flujo del gas inerte. Para las columnas se utilizan distintos tipos de detectores y medios, cada uno de los cuales presenta selectividad para un componente o grupo de componentes afines.

La determinación de la concentración de gases extraídos del aceite aislante se hace modelando el instrumento con una muestra de los gases que se analizarán en una proporción conocida, y comparándose el cromatograma patrón con el que se obtiene de la muestra analizada.

Cálculo de los resultados. Normalmente se analizan nueve gases, contando con los equipos que tengan la siguiente sensibilidad:

Gas	Sensibilidad (*)
Hidrógeno (H ₂)	0.5
Oxígeno (O ₂)	0.7
Nitrógeno (N ₂)	1.0
Metano (CH ₄)	2.0
Monóxido de carbono (CO)	3.0
Dióxido de carbono (CO ₂)	3.0
Etileno (C ₂ H ₆)	1.0
Etano (C ₂ H ₄)	2.0
Acetileno (C ₂ H ₂)	3.0

(*) En partes por millón (ppm)

La concentración de los gases disueltos en aceite aislante se expresa en partes por millón (ppm) volumen/volumen de aceite, medidas a una temperatura de 23°C para determinar esta concentración se emplea la siguiente fórmula:

$$ppm_i = N_i * V_R * R_i / R_p$$

Dónde:

ppm_i concentración en partes por millón del componente *i*

N_i constante para la componente *i*

V_R volumen de gases extraídos

R_i respuesta del componente *i* en la muestra

R_p respuestas del componente *i* en el patrón

La constante *N_i* se calcula así:

$$N_i = \frac{C_i(V_c + K_i * V_a)10^4}{V_c * V_a}$$

Dónde:

N_i constante para la componente i

C_i concentración del gas i en el gas patrón, en porcentaje

V_c volumen de la cámara de desgasificación

K_i coeficiente de solubilidad del componente i

V_a volumen de la muestra de aceite utilizada

10^4 conversión en ppm

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se buscó encontrar todos los factores que compongan un plan de mantenimiento para un transformador de distribución en media tensión, logrando obtener con ello una guía para la realización de pruebas eléctricas y físico-químicas.

Algunas de las pruebas que se hacen en los transformadores se consideran como básicas y algunas otras varían de acuerdo a la condición individual de los transformadores. De acuerdo a esta clasificación, las pruebas de este procedimiento se pueden agrupar como pruebas preliminares, intermedias y de verificación (Finales).

Las pruebas preliminares se realizan cuando un transformador se ha puesto fuera de servicio para mantenimiento programado o para revisión programada o bien ha tenido alguna falla. Las pruebas se realizan antes de “abrir” el transformador y tienen el propósito general de encontrar el tipo y naturaleza de la falla. Las llamadas pruebas preliminares incluyen:

1. Prueba al aceite del transformador (rigidez dieléctrica y cromatografía de gases).
2. Medición de la resistencia de aislamiento de los devanados.
3. Medición de la resistencia óhmica de los devanados.
4. Determinación de las características del aislamiento.

Las llamadas pruebas intermedias, como su nombre lo indican se realizan durante el transcurso de una reparación o bien en las etapas intermedias de la fabricación, cuando el transformador está en proceso de armado o bien desarmado (según sea el caso) y el tipo de pruebas depende del propósito de la reparación o la etapa de fabricación, por lo general se hacen cuando las bobinas no han sido montadas o desmontadas (según sea el caso) y son principalmente las siguientes:

1. Medición de la resistencia de aislamiento de tornillos y herrajes contra el núcleo.
2. Prueba de la resistencia de aislamiento de tornillos y herrajes por voltaje aplicado.
3. Prueba de las boquillas por medio de voltajes aplicados.

Cuando se han desmontado las bobinas durante un trabajo de reparación, entonces las pruebas se incrementan.

Las pruebas finales se hacen sobre transformadores terminados de fabricación o armados totalmente después de una reparación e incluyen las siguientes:

1. Prueba al aceite del transformador (rigidez dieléctrica y cromatografía de gases).
2. Medición de la resistencia de aislamiento.
3. Prueba de relación de transformación.
4. Determinación del desplazamiento de fase de los grupos de bobinas.
5. Determinación de las características del aislamiento.
6. Prueba del aislamiento por voltaje aplicado.
7. Prueba para la determinación de las pérdidas en vacío y en corto circuito (determinación de impedancia).
8. Prueba del aislamiento entre espiras por voltaje inducido.
9. Medición de la corriente de vacío y la corriente de excitación.

El orden de las pruebas no es necesariamente el mencionado anteriormente, de hecho existen normas nacionales e internacionales que recomiendan qué pruebas y en qué orden se deben realizar, así como cuando se deben efectuar.

Así, de igual manera, la vida útil del Transformador se aprovechará, de acuerdo a los lineamientos que dé el fabricante o el reparador. Si tenemos datos históricos que nos permitan conocer la frecuencia con la que se producen las fallas, podemos

utilizar cualquier técnica estadística que nos permita determinar cada cuanto tiempo se produce el fallo si no actuamos sobre el equipo. Debemos contar con un número mínimo de valores (recomendable más de 10, aunque cuanto mayor sea la población más exactos serán los resultados). La frecuencia estará en función del coste del fallo y del coste de la tarea de mantenimiento (mano de obra + materiales + pérdida de producción durante la intervención).

Estas frecuencias indicativas no son sino meras guías de referencia. Para cada caso, es conveniente comprobar si la frecuencia propuesta es la más indicada. Por último, y con el fin de facilitar la elaboración del plan de mantenimiento, es conveniente especificar la especialidad de la tarea (mecánica, eléctrica, predictiva, de operación, de lubricación, etc.).

Finalmente podemos concluir que se logró desarrollar una guía a partir de elementos teóricos que fueron recopilados para facilitar la realización de las pruebas necesarias y de rutina.

BIBLIOGRAFÍA

- Avelino Pérez, Pedro. (2001). *Transformadores de distribución*. México D.F.: Reveré Ediciones, S.A. de C.V.
- Chapman, Stephen J. (2012). *Máquinas eléctricas*. México D.F.: McGraw-Hill Interamericana.
- Enríquez, Harper G (1984). *Curso de transformadores y motores trifásicos de inducción*, México: Limusa: Noriega
- Enríquez Harper Gilberto. (2005). *El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos*, México: Limusa.
- Especificación K-0000-14 Transformadores de distribución reparados
- Gilberto Enríquez Harper, *Pruebas y mantenimiento a equipos eléctricos*, Limusa 2009
- Manés Fernández Cabanas, Manuel García Melero, Gonzalo Alonso Orcajo, José Manuel Cano Rodríguez y Juan Solares Sariago. (1998). *Técnicas para el mantenimiento y diagnóstico de máquinas eléctricas rotativas*. Barcelona, España: Marcombo.
- Mc Pherson, George. (1987). *Introducción a máquinas eléctricas y transformadores*, México: Limusa.
- Ras, Enrique. (1995). *Transformadores de potencia, de medida y de protección*, México: Alfaomega.

- Pérez Amador Víctor. (1992). Pruebas de equipo eléctrico: Transformadores de distribución y potencia, México: Noriega.

- Hernández Acevedo Andrés, Ledesma Vilchis Rubén R., Perera Martínez Eduardo A. (2007). *Manual de pruebas a transformadores de distribución*. Tesis de Licenciatura. Instituto Politécnico Nacional.

MESOGRAFÍA

- CFE-UANL Coordinación de Distribución,
<http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/LASE/CAP02.pdf>, 12 de mayo
2015

- Transformadores-Manual de contenido. Ternium
<http://www.eet6sannicolos.edu.ar/biblioteca/alumnos/3%20polimodal/Transformadores/TX-TEP-0003%20MP%20Transformadores.pdf>, 24 de Mayo
2015

- Transformadores y condensadores con PCB: desde la gestión hasta la
reclasificación y eliminación.
http://www.chem.unep.ch/Pops/pdf/PCBTransformers_sp.pdf. Consultada
el día 25 de Mayo del 2015.

- Renovetec, <http://www.ingenieriadelmantenimiento.com/index.php/26-articulos-destacados/19-mantenimiento-predictivo>. Consultada el día: 13 de
mayo de 2015.

GLOSARIO

Aislante.- Sólido con conductividad eléctrica baja, prácticamente insignificante, utilizado para separar partes conductoras con potenciales eléctricos diferentes.

Alta tensión.- Se considera alta tensión (A. T.) toda tensión nominal superior a 1 kV.

Avería.- Estado de un elemento caracterizado por la inaptitud para realizar una función requerida, excluida la inaptitud debida al mantenimiento preventivo u otras acciones programadas, o a una falta de medios exteriores.

Analito.- Término utilizado que hace referencia a una sustancia, la cual puede ser un ion, un elemento, o incluso un compuesto determinado, que posee un interés en una muestra, pues es la parte que se desea analizar. Dicha especie química, puede conocerse y ser cuantificada, al pasar a determinar su cantidad en una muestra, además de su concentración, en un proceso químico determinado, como suelen ser las valoraciones químicas, siguiendo una particular forma de medida química.

Bobina.- Grupo de espiras conectadas en serie, generalmente coaxial.

Capacidad (de un elemento).- Aptitud de un elemento, en condiciones internas dadas para responder a una demanda de servicio de características cuantitativas dadas.

Carga.- Cantidad de potencia que debe ser entregada en un punto dado de un sistema eléctrico.

Circuito.- Conjunto de materiales eléctricos (conductores, aparatos, etc.) alimentados por la misma fuente de energía y protegidos contra las sobrecargas por el o por los mismos dispositivos de protección. No quedan incluidos en esta definición los circuitos.

Conductor.- Cable metálico de cobre generalmente de cobre o aluminio, que permite el paso de la corriente eléctrica.

Corto circuito.- Camino conductor accidental o intencional entre dos o más partes conductoras que fuerzan a las diferencias de potenciales eléctricos entre estas partes conductoras a ser iguales o cercanas a cero. Conexión intencional o accidental entre dos puntos de un circuito a través de una impedancia despreciable.

Dieléctrico.- Sustancia cuya propiedad electromagnética básica se polarizará por medio de un campo eléctrico.

Falla.- Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.

Histéresis.- Fenómeno por el que el estado de un material depende de su historia previa. Se manifiesta por el retraso del efecto sobre la causa que lo produce.

Impedancia.- Cociente de la tensión en los bornes de un circuito entre la corriente que fluye por ellos. Esta definición sólo es aplicable a corrientes sinusoidales.

Mantenimiento.- Combinación de todas las acciones técnicas y administrativas, incluidas las acciones de vigilancia, destinadas a mantener o restablecer un elemento a un estado en el que se pueda realizar una función requerida.

Polarización.- Cantidad que sirve de referencia para determinar la direccionalidad.

Protección.- Conjunto de disposiciones diseñadas para detectar fallas u otras situaciones anormales en una red eléctrica, permitir la eliminación de estas fallas, poner fin a situaciones anormales e iniciar señales o indicaciones.

Reluctancia. Resistencia que ofrece un circuito al flujo magnético

Reparación.- Combinación de las acciones manuales de mantenimiento correctivo efectuadas sobre un elemento.

Resistencia de tierra.- Es la resistencia entre un conductor puesto a tierra y un punto de potencial cero.

Resistencia Eléctrica.- Se define como la oposición que ofrece un cuerpo a un flujo de corriente que intente pasar a través de si.

Rigidez Dieléctrica.- Cociente de la tensión máxima sin ruptura dieléctrica y la distancia entre las partes conductoras entre las cuales se aplica la tensión en las condiciones de ensayo prescritas. El término también se utiliza para describir la propiedad correspondiente de un material.

Sobretensión.- Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior al valor máximo que puede existir entre ellos en servicio normal.

ANEXO A

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD EN LAS JUNTAS (EMPAQUES) DE MATERIAL ELASTOMÉRICO Y EL ACEITE MINERAL

Alcance

Este método cubre la compatibilidad del aceite aislante con el material elastomérico utilizado para juntas en transformadores (véase norma ASTM D-3455).

Significado del Uso

La magnitud del cambio en las dimensiones de las juntas, por estar en contacto con el aceite aislante, indica el grado de incompatibilidad con éste y la mala calidad del polímero.

Los cambios físicos, químicos y eléctricos en el aceite ocasionan suciedad por la disolución del material elastomérico en contacto con el aceite sometido a la acción de los cambios de temperatura.

Aparatos

- a) Horno de corriente de aire forzado, ajustable a 100°C f 1°C y secado en horno ajustable a 105°C f 5°C.
- b) Charolas de vidrio refractario para dentro del horno.
- c) Balanza analítica (500 gr).
- d) Micrómetro para medición de espesores.
- e) Vernier de precisión.
- f) Guantes para manejar materiales calientes (150°C).

Preparación de la Muestra

El material elastomérico debe ser nuevo, libre de polvo, grasa y humedad. Se le debe medir espesor, largo, ancho, diámetros interior y exterior, color y masa (en gramos).

El aceite mineral debe ser nuevo.

Procedimiento de Prueba

- a) Se deben obtener del aceite aislante nuevo los valores medios de rigidez dieléctrica, factor de potencia a 25° y 100° C, tensión entre fases en N/m², número de neutralización en gramos de KOH/g y color.
- b) En una charola refractaria se coloca el empaque bajo prueba, cubriéndolo con aceite aislante nuevo.
- c) En otra charola refractaria se coloca únicamente aceite aislante nuevo.
- d) Ambas charolas se introducen al horno durante 72 horas a 100°C ±1 °C.
- e) Después de concluidas las 72 horas y sin abrir el horno, se permite el enfriamiento en el interior del horno.
- f) Abrir el horno hasta conseguir que la temperatura al interior sea similar a la ambiental.
- g) Extraer las muestras y colocarlas en posición que escurran, posteriormente se procede a efectuar pruebas indicadas en el inciso “b” del punto Preparación de la muestra y en el inciso “a” de este punto.
- h) Evaluar el aceite mineral aislante que no estuvo en contacto con el empaque.

Evaluación de Resultados

- a) El cambio físico, referente a peso y dimensiones, del material debe ser máximo de un 5%. Esto es: todos los valores obtenidos del inciso “b” del punto Preparación de la muestra, no arrojen alteraciones mayores al 5% con respecto a los valores obtenidos antes de someterlo a prueba.
- b) Evaluar el cambio físico, químico y dieléctrico del aceite nuevo con respecto al aceite envejecido a base de variaciones de temperatura.
- c) Determinar el efecto de la junta en contacto con el aceite.