

TÍTULO DEL PROYECTO O TESIS:

**PRUEBAS AL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 45 KVA DE LA
ESCUELA SECUNDARIA GENERAL “BENITO JUÁREZ” DE SANTO
DOMINGO PETAPA, OAXACA.**

**OPCIÓN I.
TESIS PROFESIONAL**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

**PRESENTA:
SOSIMO SOSA VALDIVIEZO**

HEROICA CIUDAD DE JUCHITÁN DE ZARAGOZA, OAXACA, DICIEMBRE DE 2022.



Carretera Panamericana Km. 821, C.P. 70000, Hca. Cd. de Juchitán de Zaragoza,
Oax.,

Tel. (971) 71-13237 e-mail: dep_istmo@tecnm.mx tecnm.mx | istmo.tecnm.mx



Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza, Oax **22 - Noviembre - 2022**

**DEPTO.: DIV. DE ESTUDIOS PROFESIONALES.
No. DE OFICIO DEP-10/22**

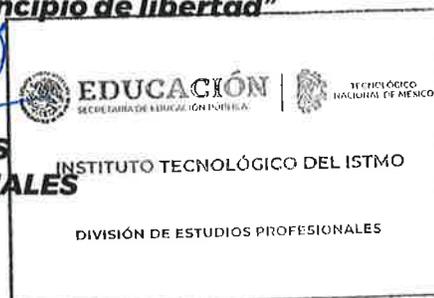
ASUNTO: Se autoriza Impresión de Trabajo Profesional.

**C. SOSIMO SOSA VALDIVIEZO
PASANTE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA
P R E S E N T E.**

De acuerdo con el reglamento de Titulación y habiendo cumplido con todos los requisitos e indicaciones que la Comisión Revisora le hizo con respecto a su Trabajo Profesional, la División de Estudios Profesionales a mi cargo le autoriza la impresión del mismo, cuyo tema es: **PRUEBAS AL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 45 KVA DE LA ESCUELA SECUNDARIA GENERAL "BENITO JUÁREZ" DE SANTO DOMINGO PETAPA, OAXACA.**

ATENTAMENTE
Excelencia en Educación Tecnológica®
"Por una tecnología propia como principio de libertad"


**LIC. ROBERTO ANGELES CASTILLEJOS
JEFE DE LA DIV. DE ESTS. PROFESIONALES**



C.c.p. Coordinación de Titulación


RAC/MCEP/cgb



Carretera Panamericana Km. 821, C.P. 70000, Hca. Cd. de Juchitán de Zaragoza, Oax.,

Tel. (971) 71-13237 e-mail: acad_istmo@tecnm.mx tecnm.mx | istmo.tecnm.mx



AGRADECIMIENTOS

Después de haber culminado esta etapa de estudio con éxito, no me queda más que agradecer a todas las personas que de una u otra forma me apoyaron alcanza el objetivo de graduarme, primeramente, doy gracias a Dios que me ha guiado y me ha dado el impulso de mi corazón y la disponibilidad de mi mente y fortaleza en cada uno de los proyectos de vida que he realizado.

Así mismo a mi esposa e hijo, padres y hermanos que han sido mis pilares siempre, han estado conmigo apoyándome y motivación para llevar acabo la elaboración y termino de este trabajo de tesis profesional. A todos los que me brindaron su apoyo solo me queda decirle muchísimas gracias...

Mirar hacia atrás y ver todo el camino recorrido, me invade la felicidad, el orgullo y satisfacción por haber cumplido con una de mis más grandes metas: el haberme graduado.

CONTENIDO

ACRÓNIMOS _____	i
NOMENCLATURA _____	ii
LISTA DE FIGURAS _____	iii
LISTA DE TABLAS _____	vi
RESUMEN _____	1

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS _____	2
1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA _____	6
1.3 PROBLEMÁTICA EN LAS PRUEBAS QUE SE REALIZAN AL TRANSFORMADOR _____	9
1.4 OBJETIVO DEL TRABAJO _____	9
1.5 ESTRUCTURA DEL TRABAJO _____	9

CAPÍTULO 2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN _____	10
2.2 LEY DE FARADAY _____	11
2.3 LEY DE LENZ _____	15
2.4 EL TRANSFORMADOR _____	18
2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES _____	18
2.6 CONSTRUCCIÓN _____	19
2.7 PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR _____	22

2.8 FORMAS CONSTRUCTIVAS DEL NÚCLEO	22
2.9 TIPOS DE AISLAMIENTO	23
2.10 POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES	27
2.11 EFICIENCIA DE LOS TRANSFORMADORES	27
2.12 POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES	28
2.13 OPERACIÓN DE TAPS DE LOS TRANSFORMADORES	31

CAPÍTULO 3

PRUEBAS AL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 45 KVA

3.1 INTRODUCCIÓN	34
3.2 PRUEBAS A PARTES ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR	35
3.2.1 Pruebas de fábricas del transformador	35
3.2.2 Breve descripción de algunas pruebas de fábrica	35
3.3 PRUEBAS DE CAMPO	36
3.4 PRUEBAS DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y POLARIDAD	37
3.4.1 Método de medición	38
3.4.2 comprobación de relación de transformación	40
3.4.3 Comprobación de polaridad	40
3.5 PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	41
3.5.1 Principio de operación del megóhmetro	43
3.6 PRUEBA DE RIGIDÉZ DIELECTRICA DEL ACEITE	45
3.7 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN	48
CONCLUSIONES	61
REFERENCIAS	62

ACRÓNIMOS

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
FEM	Fuerza electromotriz
A.T	Alta Tensión
B.T	Baja Tensión
GN	Terminales de Excitación Negras
GR	Terminales de Excitación Rojas
CN	Terminales secundarias Negras
CR	Terminales secundarias rojas

NOMENCLATURAS

KV	Kilo Volts
V	Voltaje
MVA	Mega Volts-Amperes
mm	Milímetros
I	Amperes
Hz	Hertz
Rt	Relación de transformación
Np	Número de vueltas en el primario
Ns	Número de vueltas en el secundario
Vp	Voltaje primario
Vs	Voltaje secundario
Is	Corriente secundario
Ip	Corriente primario
Pp	Potencia primario
Ps	Potencia secundaria

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Diagrama de bloque de un sistema eléctrico de potencia	8
Figura 2.1	Cuando un imán se mueve hacia un lazo de alambre	11
Figura 2.2	Cuando el imán se mueve alejándose del lazo	12
Figura 2.3	Experimento de Faraday	12
Figura 2.4	Componentes esenciales de un interruptor de falla a tierra	14
Figura 2.5	Voltaje inducido en una bobina	15
Figura 2.6	Cuando el imán se mueve acercándose a la espira conductora estacionaria se induce una corriente en la dirección que se Muestra	16
Figura 2.7	Corriente inducida produciendo un auto flujo hacia la izquierda para contrarrestar el incremento del flujo externo hacia la derecha	16
Figura 2.8	Regla de la mano derecha para determinar la dirección de la corriente inducida	17
Figura 2.9	Transformador tipo columna	20
Figura 2.10	Transformador tipo acorazado	21
Figura 2.11	Transformador de polaridad sustractiva	29
Figura 2.12	Transformador de polaridad aditiva	30
Figura 3.1	Conexión de prueba de relación de transformación	37
Figura 3.2	Circuito eléctrico simplificado de un probador de relación de Transformación	38
Figura 3.3	T. T. R. Manual	39
Figura 3.4	T. T. R. Digital	39
Figura 3.5	Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento en un transformador	43

Figura 3.6	Diagrama elemental del Megger	45
Figura 3.7	Megger	45
Figura 3.8	Probador de rigidez dieléctrica	48
Figura 3.9	Prueba para el primer devanado de un transformador con una sola boquilla	50
Figura 3.10	Prueba para el segundo devanado de un transformador con una sola boquilla	51
Figura 3.11	Prueba del tercer devanado de un transformador con una sola Boquilla	51
Figura 3.12	Prueba del primer devanado de un transformador con dos Boquillas	52
Figura 3.13	Prueba del segundo devanado de un transformador con dos Boquillas	52
Figura 3.14	Prueba del tercer devanado de un transformador con dos Boquillas	53
Figura 3.15	Prueba del primer devanado de un transformador con tres Boquillas	54
Figura 3.16	Prueba del segundo devanado de un transformador con tres Boquillas	54
Figura 3.17	Prueba del tercer devanado de un transformador con tres Boquillas	55
Figura 3.18	Prueba de un transformador de una boquilla de alta con baja tensión	56
Figura 3.19	Prueba de un transformador de una boquilla de baja tensión con tanque	56
Figura 3.20	Prueba de un transformador de dos boquillas de alta con baja tensión	57
Figura 3.21	Prueba de un transformador de dos boquillas de alta tensión con tanque	58
Figura 3.22	Prueba de un transformador de dos boquillas de baja tensión con tanque	58

Figura 3.23	Prueba de un transformador de tres boquillas de alta con baja tensión	59
Figura 3.24	Prueba de un transformador de tres boquillas de alta tensión con tanque	60
Figura 3.25	Prueba de un transformador de tres boquillas de baja tensión con tanque	60

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Especificaciones del aceite aislante no inhibido para transformadores de acuerdo a la NOM – J-123.	25
Tabla 2.2	Especificaciones del aceite de siliconas DOW CORNING 561.	26
Tabla 2.3	propiedades típicas de los fluidos R-TEMS.	26

RESUMEN

En este trabajo se presenta algunas de las pruebas que se le realiza al transformador de distribución con capacidad de 45 KVA que suministra la energía eléctrica a la escuela secundaria General Benito Juárez, localizada en la población de Santo Domingo Petapa, Oaxaca, para garantizar una operación segura, confiable y brindar continuidad en el servicio. Algunas de las pruebas que se mencionan son las siguientes:

- Prueba de relación de transformación y polaridad.
- Prueba de resistencia o aislamiento.
- Prueba de rigidez dieléctrica o tensión de ruptura del aceite

Asimismo, se indican las conexiones de cada uno de los equipos al realizar las pruebas, para obtener resultados óptimos.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES HISTORICOS [8]

El crecimiento de las redes de corrientes alterna, empezó en los EE.UU., en 1885, cuando George Westinghouse compró las patentes americanas que protegían el sistema de transporte de corriente alterna desarrollando por L. Gaulard y J.D. Gibas, de París.

William Stanley, un antiguo socio de Westinghouse probaba transformadores en su laboratorio de Great Barrington, Massachusetts. Allí, en el invierno de 1885 – 1886, instaló lámparas de la ciudad. La primera línea de transporte de corriente alterna en los EE.UU., se puso en funcionamiento en 1890, para llevar la energía eléctrica generada en una central hidroeléctrica desde Willamette Falls, hasta Portland, Oregon.

Las primeras líneas de transporte fueron monofásicas y la energía se consumía, generalmente, sólo en alumbrado. Incluso los primeros motores fueron monofásicos; pero el 16 de mayo de 1888, Nikola Tesla, presentó una memoria en la que describían a los motores bifásicos de inducción y los síncronos. Las ventajas de los motores polifásicos se pusieron de manifiesto inmediatamente y en 1893 se mostró al público una red de distribución de corriente alterna bifásica. A partir de entonces, la transmisión de la energía eléctrica, especialmente trifásica, fue sustituyendo gradualmente a los sistemas de corriente continua. En enero de 1894, había en EE.UU., cinco centrales generadoras polifásicas, de las cuales era bifásica y las restantes trifásicas.

Uno de los motivos de la rápida aceptación de los sistemas de la corriente fue la existencia del transformador que hace posible el transporte de energía eléctrica a una tensión más alta que la de generación o utilización con la ventaja de una mayor capacidad de transmisión.

En el sistema de transporte de corriente continua, los generadores de corriente alternan suministran corriente continua a la línea, por medio de un transformador y un rectificador electrónico. Un convertidor electrónico transforma, al final de la línea, la corriente continua en alterna, pudiendo reducir la tensión por medio de un transformador. Estudios económicos han demostrado que el transporte aéreo de corriente continua no es económico en los EE.UU.

En Europa, donde las líneas de transmisión son, generalmente, mucho más largas que en los EE.UU., existen en funcionamiento en varios sitios, líneas de transmisión en corriente continua, tanto aéreas como subterráneas. En California, grandes cantidades de potencia hidroeléctrica se transportan desde el noroeste del Pacífico hasta el sur de California en líneas de corriente alterna de 500 KV a lo largo de la costa y hacia el interior a través de Nevada por corriente directa a 800 KV entre líneas [1]

Las estadísticas aparecidas desde 1920 indican un porcentaje de aumento casi constante tanto en la capacidad de generadores instalados como en la producción de energía anual revelando que estos valores casi se duplican cada 10 años. Realmente la producción de energía ha aumentado en los 50 años siguientes a 1920 más rápidamente que la capacidad instalada, probablemente debido a las interconexiones, y a una mejor distribución total de carga durante el año.

Duplicar cada 10 años significa que al final de un periodo de 50 años la capacidad instalada y la producción anual son 32 veces las del comienzo del periodo. El factor real de multiplicación para la capacidad instalada sobre el periodo de 50 años iniciado en 1920 es de 28 y para la producción de energía de 39. Este crecimiento acusa algunas muestras de lentitud debido a una menor tasa nacimiento y escasez de combustible; pero, si la red eléctrica, con la ayuda de la energía nuclear, asume tareas adicionales cumplidas ahora con el empleo de combustibles directos, la tendencia continuará

Desde los primeros transportes de corriente alterna en los EE.UU., la tensión de funcionamiento se ha ido incrementando con rapidez. En 1890, la línea Willamette – Portland funcionaba a 3,300 V. En 1907, funcionaba ya una línea a 100KV. La tensión creció a 150KV en 1913, a 220KV en 1923, a 244KV en 1926 a 287 KV en la línea de Hoover Dam a los Ángeles que entro en servicio en 1936. En 1953 se puso en funcionamiento la primera línea de 345KV. En 1965 se puso en funcionamiento la primera línea de 500KV; cuatro años más tarde en 1969, se puso en funcionamiento la primera línea de 765 KV.

Hasta 1917, las redes eléctricas funcionaron, como unidades separadas, porque empezaron como sistemas aislados extendiéndose gradualmente para cubrir las necesidades de los consumidores. La demanda de grandes bloques de potencia y de mayor seguridad de funcionamiento sugirió la interconexión de los sistemas cercanos. La interconexión es ventajosa económicamente debido a que se necesita menor número de máquinas de reserva para atender las cargas puntas (capacidad de reserva) y que funcionan menor número de máquina sin carga para tener en cuentas las repentinas e inesperadas las elevaciones del consumo (reserva en carga).

La reducción de máquinas se hace posible, porque, generalmente, una compañía puede pedir a otra la potencia adicional que se necesite. La interconexión, además, permite a las empresas aprovechar las fuentes de energía más económicas, pudiendo ser más barato a una compañía al comprar energía que al producirla en una central anticuada. La interconexión se ha incrementado de tal manera, que se convertido en rutinario cambio de energía entre las redes de diferentes compañías. La continuidad de servicio de los sistemas que dependen de centrales hidroeléctricas en su mayor parte, es posible, en tiempo de extrema sequía anormal, gracias a la energía obtenida de otros sistemas a través de la interconexión.

La interconexión planteó muchos problemas nuevos, de los cuales se han resueltos la mayor parte; incrementa la intensidad de la corriente en la red cuando se produce un cortocircuito y exige la instalación de interruptores de mayor corriente nominal. La perturbación causada por un cortocircuito en un sistema puede extenderse a menos que se hayan previsto. En el punto de interconexión, los adecuados relés e interruptores automáticos.

Las redes interconectadas no solo tienen que tener la misma frecuencia nominal, sino que los generadores síncronos de una red deben estar en fase. La programación del funcionamiento, perfeccionamiento y expansión de una red eléctrica exige el estudio de cargas.

Un problema importante en el funcionamiento correcto del sistema es fijar como se ha de repetir entre las distintas centrales generadoras y, dentro de estas, entre las distintas máquinas de combustión interna, uso de plásticos, insecticidas, etc; los factores que determinan el consumo total de energía de cualquier país son: población, condiciones climatológicas, grado de industrialización, nivel de vida y disponibilidad de combustibles.

El volumen de los requerimientos de energía diario es obtenido principalmente de los combustibles fósiles los cuales son: energéticos no renovables que desafortunadamente tiende a desaparecer en el futuro, algunos de ellos en un tiempo más o menos cortos; por ejemplo, se estima que el gas natural tienda a extinguirse en un tiempo de 14 a 18 años y el petróleo de 20 a 25 años. El carbón tomará un tiempo mucho mayor, se estima que del orden de 300 años, pero es necesario considerar que los combustibles fósiles son usados para otros propósitos como son: plásticos, fertilizantes, insecticidas, etc.; de tal forma que la cantidad mencionada anteriormente no puede considerarse para la producción de energía exclusivamente.

Uno de los medios que se han puesto en prácticas en algunos países para la generación de energía eléctrica, es el uso de energía nuclear mediante el uranio 235 que es un elemento espontáneamente fisionable y que de acuerdo al consumo mundial actual y las tasas de crecimiento para el consumo, se estima que no se extinguirá antes de 2000 años, por lo que el uso de reactores nucleares se puede incrementar en los próximos años ya que podrán prever energía eléctrica por algunos cientos de años, aun en aquellos países con reserva de combustible fósiles.

La situación de centrales hidroeléctricas esta condicionada por la existencia del agua; la elección de emplazamiento de centrales térmicas que emplean combustible fósiles o nucleares es más flexible.

Las centrales térmicas que emplean combustibles fósiles comúnmente se reparten por la red de planta generadora esta próxima a uno de los grandes centros de consumo.

En los EE.UU. y algunos otros países se ha empleado la energía geotérmica en forma de vapor directo, que brota del suelo. Varias centrales geotérmicas se encuentran funcionando en California, pero la cantidad que aportan es significativa para satisfacer las necesidades.

La energía solar podría convertirse en una práctica a gran escala; sin embargo, una mejor esperanza es la energía nuclear. Se prevé que los reactores nucleares alcanzarán un grado de desarrollo y que a partir de ese mismo momento la fusión nuclear controlada proporcione un suministro básicamente ilimitado de energía.

Si esto sucede, la red eléctrica debe continuar su crecimiento y dominar sobre las aplicaciones de combustible directo. Por ejemplo, el auto eléctrico probablemente será utilizado ampliamente a fin de preservar los combustibles fósiles (incluyendo el petróleo y el gas sintetizado del carbón) para la aviación y los transportes terrestres de largas distancias.

Una desventaja de las plantas nucleares es que su energía debe usarse a un nivel aproximadamente constante. El almacenamiento por bombeo hidráulico es una solución a este problema, incluye el empleo de una turbina de agua reversible para bombear el agua de niveles bajos a estanques cuando la demanda de energía eléctrica es baja y emplear esta agua para atender la demanda durante el consumo máximo, cuando los costos de producción son los más elevados. El almacenamiento por bombeo puede compararse a la carga y descarga de una batería [1].

La tensión de los generadores se eleva a los niveles de transmisión en el intervalo de 110 a 765 KV. Actualmente, la investigación se camina a obtener niveles de tensión de transmisión de 1,100 a 1,500KV. La ventaja de niveles superiores de tensión en la línea de transmisión se evidencia cuando se tiene en cuenta la capacidad de transmisión en megavoltamperios (MVA) de una línea, la cual varía con el cuadrado de la tensión.

Una tensión muy común es 12470V línea a línea, lo que significa 7200V de línea a tierra, o neutro. Esta tensión se describe como 12470 y / 2400V. Una tensión inferior en sistemas primarios, que se emplean menos, es la de 4160 y / 2400V. La mayoría de las cargas industriales se alimentan del sistema primario, que también suministran los transformadores de distribución dando tensiones secundarias sobre circuitos trefilares, monofásicos para empleo residencial.

En este caso, la tensión es de 240V entre dos líneas y 120V de una fase a la referencia. Otros circuitos secundarios son 208 /120V, o sistemas trifásicos de cuatro líneas de 480 / 277V.

El proceso de transferencia de energía que proviene de una fuente externa hacia un circuito eléctrico en el que hay movimiento de cargas eléctricas es lo que constituye la generación de energía eléctrica.

1.2 SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA [9]

El desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia ha tenido gran auge en todo el mundo debido a que presentan un elemento de primordial importancia en el desarrollo de los países; se han hecho esfuerzos considerables para la creación de los centros de generación hidroeléctrica, termoeléctrica o de energía nuclear, así como el diseño y construcción de líneas de transmisión de alta y extra alta tensión incluyendo además la operación automática de los sistemas.

En un sistema eléctrico de potencia, se requiere mantener el suministro de energía de manera continua, es decir, con un mínimo de interrupciones y además, con la calidad de servicio apropiada ya que, una variación en el voltaje puede ocasionar inconvenientes severos a los usuarios.

En el caso de los motores eléctricos, si se alimentan con un voltaje inferior al nominal toman corrientes superiores a las nominales de placa y se sobrecalientan aun cuando trabajen a la potencia nominal; una sobre tensión ocasionada pérdidas en el núcleo con el posible daño de la maquina.

Se deben satisfacer las condiciones de calidad y continuidad, ya que la industria moderna depende primordialmente de la energía eléctrica para su funcionamiento y por otro lado, la situación social se hace cada día más compleja y los sectores tanto residencial, comercial y rural, requieren de un servicio adecuado y suficiente.

Actualmente, los sistemas eléctricos de potencia constan de una gran cantidad de interconexiones, no solo entre compañías prestadora de servicio eléctrico pertenecientes a un país, si no también entre sistemas de diferentes países; esto obedece principalmente a cuestiones de carácter económico y de seguridad en la operación del sistema.

Las interconexiones en los sistemas eléctricos de potencia tienen el propósito de compartir plantas generadoras, así como cargas; de esta manera, se minimizan los costos de operación, debido a que si la carga puede alimentarse utilizando cualquier planta generadora se pueden utilizar las más económicas. El costo de líneas de transmisión, así como las dificultades que se presentan para su construcción, su localización, derecho de vía, etc., a menudo limitan la capacidad de transmisión, trayendo como consecuencia que se presenten casos en los que no se puede disponer de la energía de menor costo.

A medida de que un sistema potencia crece en términos de transferencia de energía y extensión territorial, se hace más complejo y difícil de controlar. Esto puede traer como consecuencia grandes flujos de potencia en líneas sin un control adecuado, así como oscilaciones dinámicas en el sistema, evitando la utilización plena del potencial de transmisión.

En los últimos años, la demanda en los sistemas de potencia ha aumentado y seguirá incrementándose, lo que lleva a una serie de problemas como sobrecargas y/o utilización del potencial de transmisión.

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia están básicamente controlados por dispositivos mecánicos. En los esquemas de protección y control se utiliza una gran variedad de dispositivos electrónicos, sistema de cómputo y telecomunicaciones. Sin embargo; cuando se toma la acción de control y las señales llegan a los circuitos de potencia, los dispositivos de conmutación son mecánicos y presentan una velocidad de respuesta baja, así como una tendencia a desgastarse rápidamente comparados con los dispositivos estáticos, esto presenta una limitante en la velocidad de operación.

Por lo tanto, el desempeño de estos dispositivos representa desde el punto de vista de operación en estado estable y dinámico un problema de controlabilidad del sistema. Este tipo de limitaciones se han venido solucionando de tal manera que el sistema de potencia opere de manera efectiva y segura, con la ventaja, por ejemplo debe tener mejores márgenes de operación [6].

En un sistema eléctrico de potencia los elementos que lo integran son: las fuentes de energía primaria (agua, carbón, petróleo, gas, etc.) los convertidores de energía como las calderas, turbinas, alternadores, transformadores, los dispositivos de medición y protección, las líneas de transmisión y subtransmisión y redes.

Para la producción, manejo y uso eficiente de la energía eléctrica se consideran los siguientes aspectos:

- Generación:

Se lleva a cabo en la central generadora, la cual está compuesta por un conjunto de máquinas que convierten energía mecánica en energía eléctrica.

- Transformación:

Es la parte del sistema eléctrico que se encarga de transformar los valores de tensión de los sistemas de generación propios a tensiones mayores o menores para su transmisión, distribución y utilización en los centros de consumos. Esta parte está constituida por la subestación eléctrica con sus correspondientes sistemas de medición, protección y control.

- Transmisión, subtransmisión y/o distribución:

Las centrales generadoras se localizan en lugares en donde es abundante la riqueza natural para producir la energía necesaria, por ejemplo, ríos caudalosos y espacio suficiente para la construcción de presas. Estos lugares se encuentran generalmente lejos de los centros de consumo. Por esta razón, es necesario conducir la energía generada desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo mediante medios adecuados. La conducción se puede realizar mediante líneas de transmisión aérea, subterránea o una combinación de ambas, ya sea en alta, media o baja tensión.

- Utilización:

Es la parte final del sistema en donde la energía eléctrica distribuida desde las centrales generadoras y/o de transformación es utilizada por las diferentes cargas del centro de consumo, como son equipos electromecánicos, eléctricos, electrónicos, alumbrado, etc.

Físicamente, estos sistemas son de gran longitud y cubren amplias zonas geográficas, su forma más elemental se representa por diagramas de bloques como se ilustra en la siguiente figura [5].

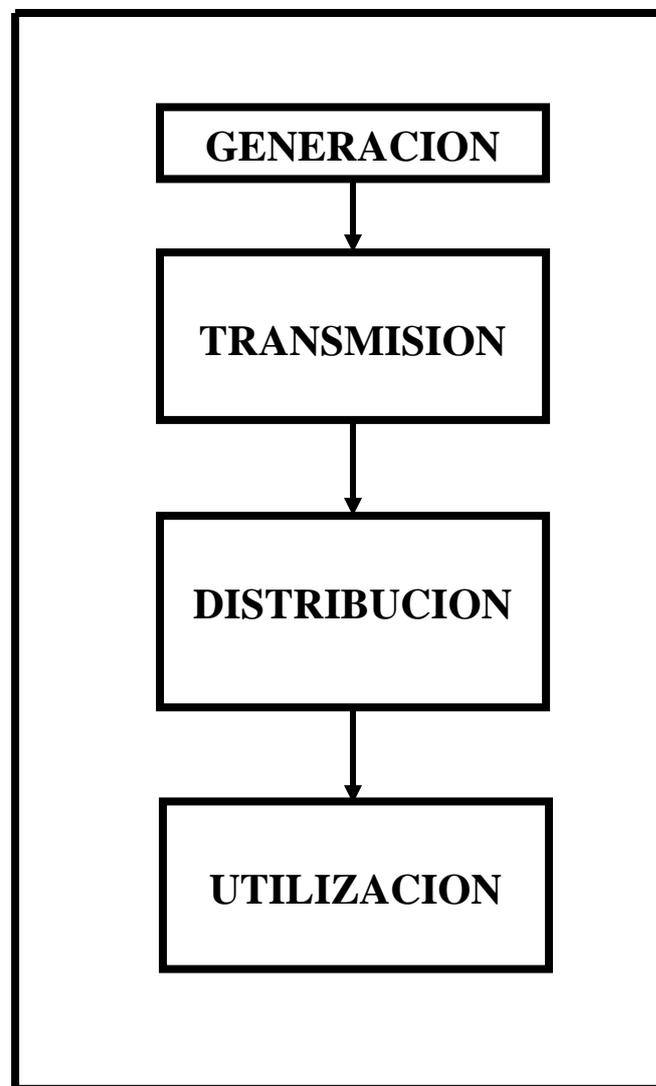


Figura 1.1 Diagrama de bloques de un sistema eléctrico de potencia.

1.3 PROBLEMÁTICA EN LAS PRUEBAS QUE SE REALIZAN AL TRANSFORMADOR

Es importante contar con un programa de mantenimiento que involucre las pruebas adecuadas y necesarias para el mejor funcionamiento de los transformadores, para así resolver problemas que se presenten en ellas.

Uno de los problemas a resolver es probar el transformador que ha sido adecuadamente diseñado y construido a fin de soportar la carga solicitada, y que al mismo tiempo resista todas las situaciones peligrosas a la que esté expuesto durante veinte años o más. El tiempo de vida útil del transformador para garantizar un buen servicio a todo usuario.

Este trabajo está enfocado a las pruebas del transformador analizando cada prueba y obteniendo mejoras, esto con el fin de que el transformador tenga mejor funcionamiento y una larga vida útil para así poder dar un mejor servicio al consumidor de energía eléctrica.

1.4 OBJETIVO DEL TRABAJO

El objetivo es presentar algunas de las pruebas que C.F.E realiza al transformador de distribución que suministra energías eléctricas a la escuela Secundaria “Benito Juárez” en Santo Domingo Petapa.

1.5 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

En el capítulo 2, se presenta una breve explicación sobre la ley de Faraday, ley de Lenz y sobre el transformador, su definición, clasificación y partes principales, su forma constructiva, tipos de aislamientos y parámetros empleados.

En el capítulo 3, se describen las pruebas de manera general que se le realiza al transformador de distribución con capacidad de ..., prueba de relación de transformación y polaridad, prueba de resistencia de aislamiento, y prueba de rigidez dieléctrica o tensión de ruptura del aceite.

Se indican los tipos de conexión de los transformadores para la prueba de la relación de transformación y polaridad, y de la prueba de resistencia de aislamiento.

Finalmente se presenta las conclusiones de este trabajo.

CAPÍTULO 2

CLASIFICACIÓN Y UTILIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN [10]

En el año 1882, Goulard y Gibas construyeron en forma comercial, el primer transformador de corriente alterna, marcando la historia de la humanidad uno de los pasos más firme en su desarrollo, que permitió llevar a los rincones más apartados de los países, los beneficios de la electricidad en forma de iluminación para los hogares y fuerza para mover las máquinas que liberaron los esfuerzos de los hombres. La transmisión y distribución de la energía eléctrica encontró su base en el transformador y hoy en día, se le considera como el corazón de la industria moderna, pues gracias a su empleo, muchos millones de caballos de energía eléctrica son aprovechados debido a la facilidad de transformar y transmitir el flujo de la electricidad por medio de los transformadores a grandes distancias y con un costo de instalación muy bajo, lo que no sucedería en el caso de disponer solamente de corriente continua.

Es a Michael Faraday a quien se debe la construcción del primer transformador elemental, en forma de una bobina llamada de inducción la cual tenía la forma de un anillo y se encontraba dispuesta en un arco de hierro, posteriormente, se empleo esta misma bobina en los circuitos telefónicos para elevar el voltaje pulsado, siendo en la actualidad el principio en que se basa al funcionamiento de los transformadores modernos.

Hoy en día, se requiere transportar grandes cantidades de potencia eléctrica desde la fuente de generación hasta los centros de consumo. Esto no sería posible sin el desarrollo de ciertos equipos eléctricos como es el caso de los transformadores.

Conforme la demanda eléctrica iba aumentando, la industria eléctrica también fue teniendo un mayor crecimiento, por lo tanto, la dificultad para trasladar este tipo de energía de un lugar a otro, fue haciéndose más evidente, pues en su principio se generaba a baja tensión para alimentar los circuitos de alumbrado y fuerza motriz, esto hacia sumamente ineficiente la transmisión de grandes bloques de energía.

Se vio entonces, la necesidad de elevar la tensión en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de la energía y reducirla al llegar a los centros de consumo.

El dispositivo ideal para llevar a cabo este proceso de transmisión es el transformador, cambiándose con ello, el uso de corriente directa a corriente alterna, dado que el transformador funciona solo con corriente alterna [3]

2.2 LEY DE FARADAY [2]

Michael faraday, físico y químico británico, nació en 1791 en los campos ingleses pero su familia se mudo a Londres poco tiempo después. Faraday recibió una mínima educación y se convirtió en aprendiz de un encuadernador de libros a la edad de 14 años. Le fascinaron los artículos acerca de la electricidad y la química y tubo la fortuna de tener un patrón que le permitía leer libros y asistir a conferencias científicas, de la sociedad filosófica de la ciudad, recibió cierta educación en ciencias.

Se la considera como el científico más experimental y notable del siglo XVII. Sus numerosas contribuciones al estudio de la electricidad incluyen la invención de: el motor eléctrico, el generador eléctrico y el transformador. Asi como el descubrimiento de la inducción electromagnética y de las leyes de la electrolisis. Los experimentos conducidos por Michael faraday en Inglaterra en 1831, mostraron que una corriente eléctrica podría inducirse en un circuito mediante un campo magnético variable. Los resultados de esos experimentos llevaron a una ley fundamental en el electromagnetismo conocido como ley de inducción de faraday, que señala que:

“una fem inducida en un circuito es igual a la rapidez de cambio en el tiempo del flujo magnético a través del circuito”.

Se describen dos sencillos experimentos que demuestran que puede producirse una corriente mediante un campo magnético variable. Primero, se considera un lazo de alambre conectado a un galvanómetro, como se muestra en las figuras 2.1 y 2.2 si un imán se mueve hacia el lazo, la aguja del galvanómetro se desviara en la dirección opuesta, como se muestra en las figuras 2.1 y 2.2. Si un imán se mueve hacia el lazo, no se observa ninguna desviación. Por ultimo, si el imán se mantiene estacionario y la espira se mueve ya sea acercándose o alejándose del imán se mantiene estacionario y la espira se mueve ya sea acercándose o alejándose del imán, la aguja también se desviará. A partir de estas observaciones, puede concluirse que se establece una corriente en un circuito siempre que haya un movimiento relativo entre imán y la espira.

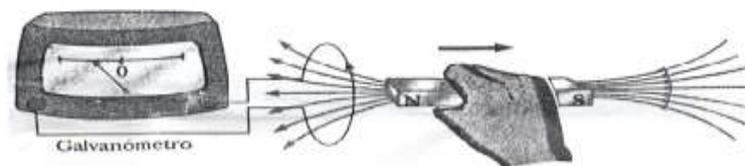


Figura 2.1 Cuando un imán se mueve hacia un lazo de alambre.

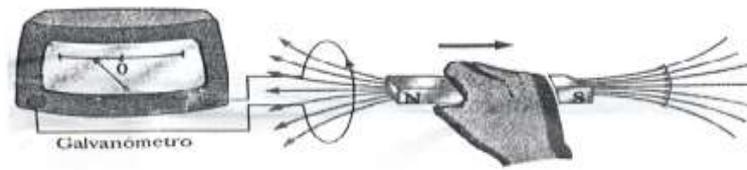


Figura 2.2 Cuando el imán se mueve alejándose del lazo.

Estos resultados son muy importantes en vista que se establece una corriente en el circuito. Se denomina a esta como una corriente inducida, la cual se produce mediante una Fem. Inducida.

Se describe ahora el experimento, realizado por primera vez por Faraday, que se ilustra en la Figura 2.3. Parte del aparato se compone de una bobina conectada a un interruptor y una batería. Se refiere a esta bobina como una bobina primaria y al circuito correspondiente como el circuito primario. La bobina se enrolla alrededor de un anillo de hierro para intensificar el campo magnético producido por la corriente a través de ella. Una segunda bobina, a la derecha, también se enrolla alrededor del mismo anillo del hierro y se conecta a un galvanómetro, se refiere a ésta como la bobina secundaria y al circuito correspondiente como el circuito secundario, no hay una batería en el circuito secundario y la bobina secundaria está conectada a la bobina primaria. El único propósito de éste circuito es, demostrar que se produce una corriente mediante el cambio del campo magnético.

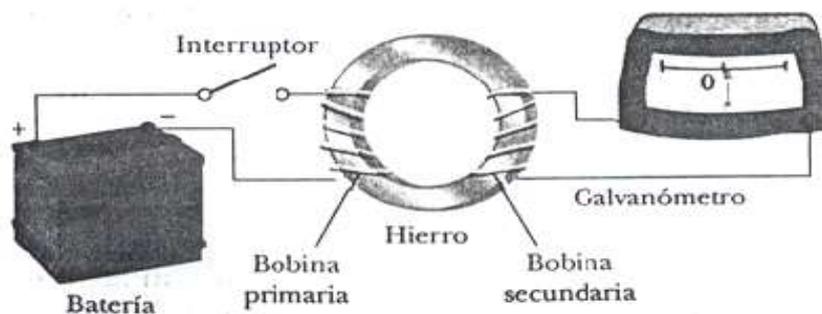


Figura 2.3 Experimento de Faraday.

A primera vista, se puede pensar que no se detectaría ninguna corriente en el circuito secundario. Sin embargo, algo sorprendente sucede cuando el interruptor en el circuito primario se cierra o abre repentinamente. En el instante en el que cierra el interruptor en el circuito primario, la aguja del galvanómetro en el circuito secundario se desvía en una dirección y luego regresa a cero. Cuando se abre el interruptor la aguja del galvanómetro se desvía en la dirección opuesta y se vuelve a regresar a cero, debido a que el galvanómetro registra el valor cero cuando hay una corriente establecida en el circuito primario.

Como resultado de estas observaciones, Faraday concluyo que una corriente eléctrica puede producirse variando un campo magnético. Una corriente no puede producirse mediante un campo magnético estable. La corriente que se produce en el circuito secundario ocurre solo durante un instante mientras el campo magnético a través de la bobina secundaria está cambiando. En efecto, el circuito secundario se comporta como si hubiera una fuente de Fem conectada a él durante un breve instante. Por lo tanto, se puede concluir que:

“Una fem inducida se produce en el circuito secundario mediante un campo magnético variable”.

Estos dos experimentos tienen un punto en común. En ambos casos se induce una fem en un circuito cuando el flujo de campo magnético a través del circuito cambia con el tiempo. De hecho, un enunciado general que resume dichos experimentos en los que se incluyen la corriente inducida y la fem es el siguiente:

“La fem inducida en un circuito, es directamente proporcional al cambio en el tiempo del flujo magnético a través del circuito”

Cabe mencionar que una fem inducida existe en una espira cualquiera, siempre que ocurra un cambio en el flujo a través del área de la espira. La fem inducida solo existe durante el tiempo en que está cambiando el flujo a través del área (flujo magnético).

La ley de inducción de Faraday, matemáticamente se describe:

$$E = -d\Phi_B / dt \quad (2.1)$$

donde Φ_B es el flujo magnético que circula el circuito, el cual puede expresarse como:

$$\Phi_B = \int B dA \quad (2.2)$$

La integral dada por la ecuación (2.2) se toma sobre el área delimitada por el circuito.

El significado del signo negativo en la ecuación (2.1) indica que la f.e.m, inducida se opone al cambio de quien la produce.

Si el circuito es una bobina que consta de N vueltas todas de la misma área, y si el flujo circunda todas las vueltas, la fem inducida es:

$$E = -N(d\Phi_B / dt) \quad (2.3)$$

Aplicaciones de la ley de Faraday

El interruptor de falla a tierra es un interesante dispositivo de seguridad que protege a los aparatos contra descargas eléctricas. La Figura 2.4 muestra sus partes esenciales. El alambre 1 va de toma de corriente de la pared al aparato que se va a proteger, y el alambre 2 va al aparato y regresa a la toma de corriente del aparato. Un anillo de hierro rodea los dos alambres de modo que se combina el campo magnético establecido por cada uno de ellos. Una bobina de detención la cual puede activar a un interruptor de circuito cuando ocurren cambios de flujo magnético, se enrolla alrededor de un anillo de hierro. Debido a que las corrientes en los alambres están en direcciones opuestas, el campo magnético neto a través de la bobina de detención debido a la corriente es cero. Sin embargo, si ocurre una falla de aislamiento que conecta ya sea al alambre con corriente o el neutro con la caja, el flujo magnético neto a través de la bobina de detención cambia con el tiempo, produciendo un voltaje inducido en la bobina. Dicho voltaje se realiza para activar el interruptor de circuito, interrumpiendo la corriente antes de que pueda dañar a la persona que usa el aparato.

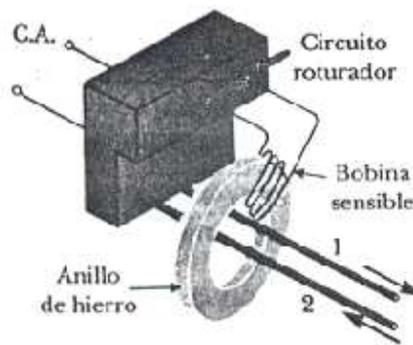


Figura 2.4 Componentes esenciales de un interruptor de falla a tierra.

Otra interesante aplicación de la Ley de Faraday es la producción de sonido en una guitarra eléctrica. Una cuerda vibrante induce una fem en una bobina, como la muestra en la Figura 2.5. La bobina captora se coloca cerca de la cuerda vibrante, la cual está hecha de un metal que puede magnetizarse. El imán permanente dentro de la bobina, magnetiza una porción de la cuerda más cerca de ella. Cuando la cuerda vibra a cierta frecuencia, su segmento magnetizado produce un flujo magnético variable a través de la bobina captora. El flujo variable induce a un voltaje en la bobina la cual alimenta a un amplificador. La salida del amplificador se envía a los altavoces, lo que produce el sonido que se escucha.

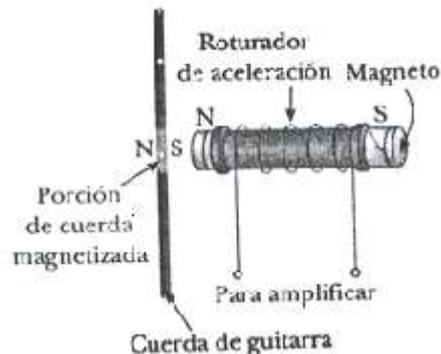


Figura 2.5 Voltaje inducido en una bobina.

2.3 LEY DE LENZ [2]

Henrich Lenz (1804 – 1865), nació en la ciudad de Tartu, Estonia (Rusia), fue profesor en la universidad de San Petersburgo, llevó a cabo muchos experimentos bajo la iniciativa de Faraday. Es recordado por ley que lleva su nombre, que fue más tarde reconocida como una exposición para la conservación de la energía. Su corta vida no está documentada, pero se cree que originalmente estudio para sacerdocio. La ley de Lenz fue una derivación de la ley de inducción de Faraday, la cual menciona que:

“Una fem inducida en un circuito es igual a la rapidez de cambio en el tiempo del flujo magnético a través del circuito.”

La dirección de la fem y de la corriente inducida se puede determinar a partir de la ley de Lenz la cual se enuncia de la siguiente forma:

“La corriente de la fem inducida actúan en tal dirección que tienden a oponerse a cualquier cambio en el número neto de líneas de flujo que pasan a través de la sección transversal del circuito.”

Es decir, la corriente inducida tiende a mantener el flujo original a través del circuito. La ley de Lenz es una consecuencia de la ley de la conservación de la energía.

Un caso en el cual puede observarse la ley de Lenz es en una barra de imán la cual se mueve hacia un circuito conductor estacionario, como la Figura 2.6. A medida que el imán se mueve hacia la derecha acercándose a la espira, el flujo magnético a través de la espira aumenta con el tiempo.

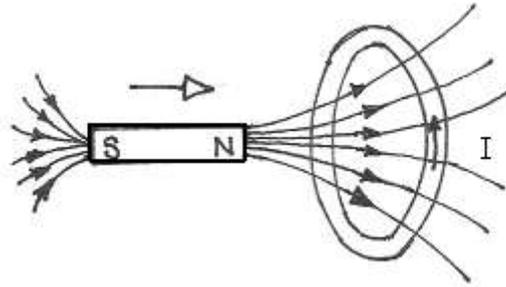


Figura 2.6 Cuando el imán se mueve acercándose a la espira conductora estacionaria se induce una corriente en la dirección que se muestra.

Para contrarrestar este aumento del flujo hacia la derecha, la corriente inducida produce un flujo hacia la izquierda, como en la Figura 2.7; en consecuencia, la corriente inducida estará en la dirección que se muestra. Se puede observar que las líneas del campo magnético asociadas con la corriente inducida se oponen al movimiento del imán. Por lo tanto, la cara izquierda de la espira de la corriente es un polo norte, y la cara de la derecha es un polo sur.

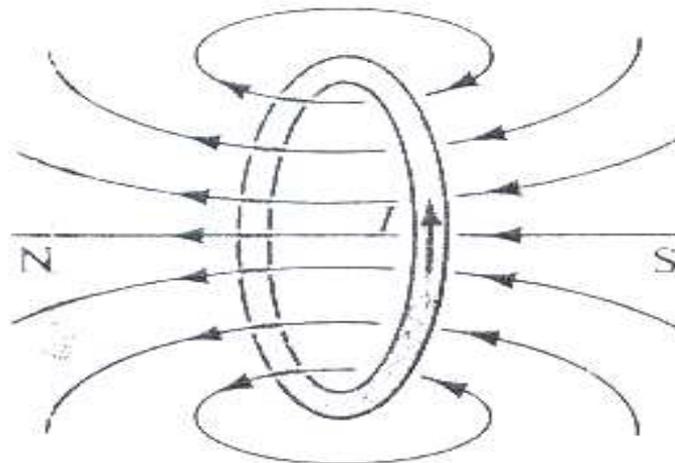


Figura 2.7 Corriente inducida produciendo un auto flujo hacia la izquierda para contrarrestar el incremento del flujo externo hacia la derecha

Por otra parte, si el imán se moviera hacia la izquierda, el flujo externo a través de la espira hacia la derecha decrecería con el tiempo. De aquí que la corriente inducida en la espira sería opuesta a la que muestra en la Figura 2.7, de manera que produciría su propio flujo (auto flujo) hacia la derecha. En este caso la cara izquierda de la espira de corriente sería un polo sur, y su cara derecha un polo norte.

La dirección de la corriente inducida en un conductor recto que se mueve a través de un campo magnético se puede determinar por la ley de Lenz. Sin embargo, existe un método más sencillo, como se muestra en la figura 2.8. Este método llamado la regla de Fleming, o regla de la mano derecha:

“si el pulgar, el dedo índice y el dedo medio de la mano derecha se colocan en ángulo recto entre si, apuntando con el pulgar en la dirección en la que se mueve el alambre, y apuntando con el índice en la dirección del campo (N a S), el dedo medio apuntara en la dirección de la corriente inducida”.

La regla de Fleming es fácil de explicar y útil para estudiar las corrientes inducidas por un generador simple. A veces es más fácil recordar esta regla memorizando movimiento-flujo-corriente. Como se muestra en la Figura 2.8.



Figura 2.8 Regla de la mano derecha para determinar la dirección de la corriente inducida

2.4 TRANSFORMADOR [12]

Un transformador es un dispositivo que transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante, consta de dos circuitos eléctricos independientes uno del otro, acoplados entre si por medio de un flujo magnético común, siendo estas características las que permiten transformar la energía eléctrica.

Una corriente que circula por una bobina, crea en el núcleo un campo magnético alterno. La mayor parte de este flujo atraviesa la bobina e induce en ella una fuerza electromotriz transmitiendo de esta manera la energía.

La energía obtenida de un transformador es necesariamente inferior a la energía suministrada del mismo, a causa de las inevitables pérdidas en forma calorífica, a pesar de estas la eficiencia de los transformadores pueden alcanzar 99% de su rendimiento.

2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES [4]

Los transformadores se pueden clasificar de diferentes maneras dependiendo de la característica particular que se tome referencia, las clasificaciones comúnmente utilizadas a nivel mundial son las siguientes:

Forma de su núcleo. - Es la forma como esta constituido el devanado del transformador, el cual puede ser de los siguientes tipos:

- 1.- Tipo columna
- 2.- Tipo acorazado

Número de fases. - Este punto indica la conexión del transformador, pudiendo ser: monofásicos o trifásicos.

Número de devanados. - Indica en cuantos niveles de voltaje puede trabajar el transformador.

El tipo de enfriamiento. - Es la combinación de los medios refrigerantes (aceite, aire y agua), los tipos de enfriamiento más empleados son:

Enfriamiento OA. - (aceite aire), Sumergido en aceite con enfriamiento propio, este es el enfriamiento más común y frecuente, resultando más económico por lo general en transformadores de 50kva se usan radiadores para disminuir las perdidas, en capacidades mayores de 300kva se usan radiadores del tipo desmontable. Este tipo de transformador con voltajes de 45kv o menores puede tener como medio de enfriamiento líquido inerte aislante en vez de aceite.

Enfriamiento OW. - (aceite agua) Sumergido en aceite y enfriando con agua. En este tipo de enfriadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador. El aceite circula alrededor de los serpentines por acción natural.

Enfriamiento FOA. - (aceite/ aire forzado), Sumergido en aceite, enfriando con aceite forzado y con enfriador de aire forzado. Este tipo de transformadores se usan únicamente de donde se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores, tales condiciones.

Enfriamiento OA/FA. - (aire aceite/ aire forzado), Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado. Este es básicamente un transformador OA, con adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación del calor.

Enfriamiento A/A.- (aire aire), Tipo seco, con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento; son usados en voltajes nominales de 15 kv en pequeñas capacidades.

Regulación. - Es para regular el voltaje de entrada, siendo de regulación variable con carga, esto se lleva acabo por medio del taps.

Por su operación. - El transformador puede ser:

- De potencia. - Son transformadores que proporcionan la energía a la línea de transmisión.
- De distribución. - Son transformadores que reducen la tensión de subtransmisión a tensiones aplicables en las zonas de consumo.
- De instrumento. - Son transformadores de potencial y transformadores de corriente que son usados en la medición, en la protección y el control.

2.6 CONSTRUCCIÓN [3]

La construcción de los transformadores, por ser equipos estáticos ofrecen menores dificultades que las máquinas eléctricas rotativas, pero en tanto la reparación como en su construcción se pretende que el transformador trabaje con las menores pérdidas y la mayor eficiencia.

En la construcción de los transformadores, se distinguen dos tipos: de columna y acorazado.

a) **Tipo columnas**

Son aquellos transformadores cuyas bobinas o devanados van colocados envolviendo el núcleo de hierro, por lo tanto, son transformadores de circuito eléctrico envolvente.

Estos transformadores se diseñan en primer lugar, con el arrollamiento o devanado de baja tensión y sobre este, el devanado de alta tensión, con el objetivo de que el de bajo voltaje quede más próximo al hierro del núcleo, alejando la posibilidad de un contacto o arco entre ambos, teniendo a la vez mayor facilidad para aislar debidamente las bobinas de alta tensión.

A continuación, se presenta un transformador tipo columna.

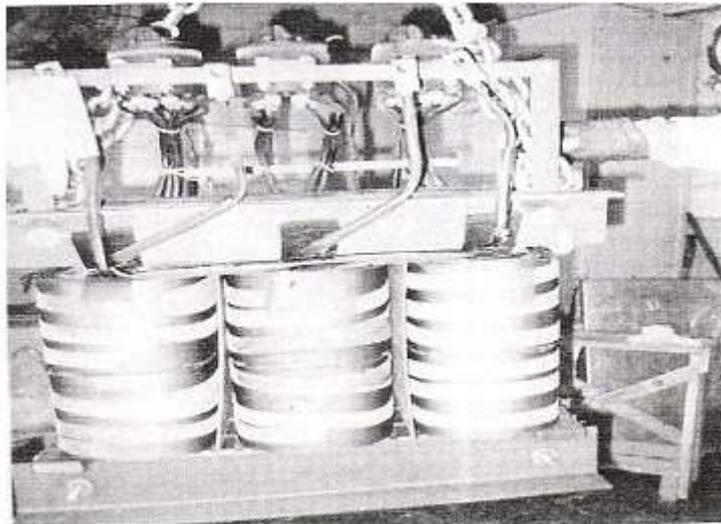


Figura 2.9 transformador tipo columna

b) **Tipo acorazado**

Los transformadores acorazados o de circuito magnético envolvente se construyen en diferentes formas, pues en ellos se busca, sobre todo, la disminución de la caída de tensión por reactancia. En la figura 2.10 se presenta un transformador de tipo acorazado.



Figura 2.10 Transformador tipo acorazado

2.7 PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR [11]

Un transformador de distribución consta de distintas partes, las principales son las siguientes:

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

Bobinas. - los embobinados constituyen los circuitos de alimentación y carga, por la corriente y el número de espiras, pueden ser de alambre delgado o de barra, 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).

Tanque, recipiente ó cubierta.- El tanque es un recipiente de fierro laminado con tapa y registro herméticos que no permiten la introducción del aire y humedad al interior del transformador.

Boquillas de A.T. y B.T.- Boquillas de las terminales, la boquilla permite el paso de la corriente a través del transformador y evita que haya un escape indebido de corriente y con la protección contra flameo o evitar que la corriente se aterrice.

Medio refrigerante.- El aceite en el transformador, cumple con dos funciones importantes que son los siguientes.

* Para el enfriamiento interior del transformador cuando esta se encuentra en servicio

* Como aislamiento entre las bobinas y el tanque.

Conmutadores auxiliares y taps.- los taps normalmente se encuentran en las bobinas de alta tensión del transformador y sirven para hacer variar el número de vueltas de la bobina.

2.8 FORMAS CONSTRUCTIVAS DEL NÚCLEO [11]

La forma de construcción del núcleo tiene como propiedades los siguientes:

- ❖ Eficiente disipación de calor (capacidades muy pequeñas) únicamente para devanados en banda (no para devanados de alambre), uso de hoja de aluminio.

Reducción en peso.

Los devanados de aluminio son construidos solamente en banda; en cambio los devanados de cobre pueden ser construidos con soleras o conductor redondo, forrado con papel o esmaltado o la combinación de ambos aislantes dependiendo del tipo (seco o sumergido en líquido o aislante) de tensión y potencia del transformador.

2.9 TIPO DE AISLAMIENTO [3]

Los transformadores poseen una serie de materiales aislantes los cuales juntos, forman el sistema de aislamiento. Este sistema incluye materiales como:

- Cartón prensado (presboard de entre 1.58 mm. de espesor.)
- Papel Kraft de 0.127 a 0.508 mm de espesor
- Cartón prensado de alta densidad
- Collares de cartón prensado y aislamientos finales
- Partes de cartón prensado laminado
- Papel Manila y corrugado
- Esmaltes y barnices
- Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo.
- Porcelanas (boquillas de A.T. y B.T.)
- Recubrimientos de polvo epoxico
- Madera de maple o machiche para armados
- Fibra vulcanizada
- Algodón (hilos, cintas)
- Plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas, cinta de fibra de vidrio, etc.
- Fluido liquido dieléctrico (excepto equipos aislados en aire o gas) que puede ser aceite mineral, aceite de silicones ortiemp.

El sistema de aislamiento aísla los devanados del transformador entre ellos y a tierra así como las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero que forma la estructura.

Los primeros catorce materiales forman el aislamiento solidó que debe cumplir con cuatro importantes funciones.

Cualidad para soportar las tensiones relativamente altas encontradas en servicio normal (esfuerzos dieléctricos) esto incluye ondas de impulso y transitorios.

Cualidad para soportar esfuerzos mecánicos y térmicos (calor) las cuales acompañan a un corto circuito.

Cualidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (transmisión de calor) cualidad para mantener las características deseadas para un periodo de vida de servicio aceptable dando un adecuado mantenimiento.

El último material es el aislante líquido que es el que sumerge las bobinas, el núcleo y los materiales aislantes sólidos.

Este fluido sirve para tres propósitos primordiales.

- Provee una rigidez dieléctrica
- Proporciona un enfriamiento eficiente
- Protege a los demás sistemas de aislamientos.

El fluido puede ser aceite mineral para transformador, silicona, o R-Temp. Y de estos tres aceites minerales es el más usado en el llenado del 95% de los transformadores.

Es evidente que cualquier debilitado en el aislamiento puede conducir a una falla en el transformador; el aislamiento está deteriorado cuando ha perdido una parte significativa de su propiedad dieléctrica original, característica mecánica o resistencia al impulso, la continuación en el proceso de deterioración terminará en lo inevitable, una falla eléctrica o mecánica.

En la Tabla 2.1 se presenta los valores que deben cumplir el aceite aislante mineral no inhibido, las Tablas 2.2 y 2.3 presentan las especificaciones de otros medios aislantes sustituidos del tradicional aceite dieléctrico mineral, como lo son el aceite de silicona y el R-Temp. Respectivamente.

TABLA 2.1
Especificaciones del aceite no inhibido para transformadores de acuerdo a

Características	Unidad	especificaciones	Método de prueba
Físicas			
apariencia visual	-----	brillante y transparente (sin sólidos en suspensión)	inspección visual
Calor	-----	1 max	6.1
densidad relativa a 20/4°C	-----	0.840 a 0.880	6.2
temperatura de escurrimiento	°c	-26 max.	6.3
temperatura de inflamación 101,3 kpa(760 mm de hg)	°c	145 min.	6.4
tensión interfacial a 25 + 1°C	mn/m (dinas/cm)	40 min.	6.5
viscosidad cinemática a 40°C	Cst (ssu)	10.4 max (60)	6.6
Químicas			
azufre corrosivo	-----	no corrosivos	6.7
azufre total	% en peso	0.10 max	6.8
carbones aromáticos	% en peso	8.0 a 12.0	6.9
cloruros y sulfato	-----	negativos	6.10
contenido de agua	Ppm	35 max	6.11 o 6.11.8
contenido de inhibidores	-----	negativo	6.12 o apéndice a o b
envejecimiento acelerado: - numero de neutralización - depósitos	mg koh/g % en peso	0.40 max 0.10 max	6.13 o apéndice d
numero de neutralización	mg koh/g	0.03 max	6.14
Eléctricas			
factor de potencia a 60 hz: - a 25°C - a 100°C	% %	0.05 max 0.3 max	6.15
tensión de ruptura dieléctrica - electrodos planos (2.54mm) - electrodos semiesféricos (1.02mm)	Kv Kv	30 min. 30 min.	6.16
tendencia a la gasificación.	-----	Debe absorber gas	6.17

NOM-J-123

TABLA 2.2

Propiedades	Limites	Métodos de pruebas dow corning	Otros métodos de prueba
Gravedad específica a 25°C	0.957-0.963	ctm 0001 ^a	astm d 1298
índice refractivo a 25°C	1.4010-1.4030	ctm 0002	astm 1218
viscosidad en cst a 25°C	47.5-52.5	ctm 0004	astm d 445
color, apha	15 máximo	ctm 0005	astm d 1209
punto de inflación °C	286 mínimo	ctm 0006	astm d 92
punto de combustión °C	329 mínimo	ctm 0052	astm d 92
no.de acidez, bcp	0.01 máximo	ctm 0051	astm-d 974 y d664
% contenido de volátiles 29/24 horas a 150 °C 50ml beaker	0.5 máximo	ctm 0208	
contenido de humedad ppm	50 máximo	ctm 0846 o 0774	
rigidez dieléctrica volts/mil a una velocidad de 3000 volts/seg.	350 mínimo	ctm 0149	astm d 877
Apariencia	liquido claro, libre de partículas suspendidas y sedimento	ctm 0176	Visual
factor de disipación a 23°C	1×10^{-4} máximo	ctm 0210	astm d 924
resistividad volumétrica ohms/cm	1×10^{-4} mínimo 1×10^{-14}	ctm 0272	astm d 1169*

Especificaciones del aceite de siliconas DOW CORNING 561

TABLA 2.3
Propiedades típicas del flujo R-TEMS

Propiedades	Valores	Métodos de prueba
Eléctricas		
rigidez dieléctrica	56 kv-25° (0.08 in. gap) 43-25°C	astm d1816 astm d877
permitividad relativa constante dieléctrica	2.2-25°C	astm d924
factor de disipación factor de potencia	0.15 %-100°	astm d924
resistividad volumétrica	1×10^{-14} ω -cm-25°	astm d1169
físicas y químicas		
gravedad específicas	0.87-25°C	astm d1298
tensión interfacial	38 mn/m – 25°C	astm d971
no de neutralización	5×10^{-3} koh/g	astm d445
Viscosidad	140 cst -40°C 14 cst – 100°C	astm d445
Color	1 1.5	astm d1500
Térmicas		
punto de flamabilidad	284°C	astm d92
punto de combustión	312°C	astm d92
punto de precipitación	-24°C	astm d97
conductividad térmica a 25°C	3.1×10^{-4} (cal./s °cm °C)	método rte
color específico a 25°C	0.46 (cal./gr°C)-25°C	astm d2766
coeficiente de expansión a 25°C	7×10^{-4} cc/cc/°C	método rte

2.10 POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES [3]

Un transformador transfiere potencia eléctrica del primario al secundario. El circuito primario toma la potencia de la fuente y el secundario transmite la potencia a la carga. La potencia que es transferida del primario al secundario esta determinada por la corriente del secundario que, a su vez, depende de la potencia que requiere la carga.

En un transformador ideal, la potencia en el circuito primario es igual a la potencia en el circuito secundario. Puesto que la potencia es igual al producto de la corriente por la tensión, la ecuación que determina la relación entre la potencia primaria (P_p) y la potencia secundaria (P_s) en un transformador es la siguiente:

$$E_p \times I_p = E_s \times I_s \quad (2.4)$$

Así pues, suponiendo que las tensiones primarias y secundarias son iguales, como sucede cuando los transformadores del primario y el secundario tienen las mismas vueltas, la corriente primaria se ajustará automáticamente al mismo valor que la corriente secundaria, de manera que las potencias del primario y el secundario son iguales.

Los transformadores de potencia nominal, se refieren a una potencia que es el producto de la corriente por el voltaje en vacío. La potencia nominal la potencia nominal es por lo tanto una “potencia aparente” que es la misma, ya que sea que se considere el devanado primario o el devanado secundario.

2.11 EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR [3]

En un transformador ideal, la potencia en el secundario es exactamente igual a la potencia en el primario. Esto ocurre en un transformador cuyo coeficiente de acoplamiento sea de 1.0 (acoplamiento completo) y no tenga pérdidas internas. En la práctica, no puede hacerse un transformador así. El grado con que un transformador cualquiera se aproxime a estas condiciones ideales, recibe el nombre de eficiencia del transformador. Matemáticamente, la eficiencia es igual a la potencia de salida (secundaria) dividida entre la potencia de entrada (primaria). O sea:

$$\text{EFICIENCIA (\%)} = \frac{\text{POTENCIA DE ENTRADA}}{\text{POTENCIA DE SALIDA}} \times 100 \quad (2.5)$$

En esta ecuación que, cuando las potencias de salida y de entrada son iguales la eficiencia es cien por ciento. Cuanto menor sea la potencia de salida en relación con la potencia de entrada, menor será la eficiencia.

En cualquier transformador práctico, la potencia de salida es inferior a la potencia de entrada por lo que la eficiencia es menor que 100%.

2.12 POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES [3]

Esta prueba se realiza para determinar como se encuentran devanadas unas con respecto a otras las bobinas de un transformador de modo que la que la dirección del voltaje secundario se puede conocer. En general, las terminales se marcan del lado de alto voltaje como H1, H2, H3 leyendo del lado derecho hacia la izquierda. En el lado de bajo voltaje con las letras X1, X2, etc., leyendo del lado izquierdo hacia el lado derecho para polaridad sustractiva y de derecha a izquierda para polaridad aditiva.

Para conocer la polaridad de un transformador, se puede proceder en la forma siguiente:

- Se aplica un voltaje bajo (V_1) por el primario del transformador.
- Se establece un puente entre una terminal primaria y una terminal secundaria.
- Se mide el voltaje (V_2) entre las otras terminales (primaria y secundaria) del transformador

La polaridad aditiva se usa en transformadores cuyo voltaje de alta tensión es como máximo 8660 volts.

La polaridad sustractiva es la más usada en los transformadores monofásicos cuyo voltaje del lado de alta tensión es de 13200 volts.

Si V_2 resulta menor que V_1 el transformador es de polaridad sustractiva y las marcas serían como la Figura 3.1

Si V_2 resulta mayor que V_1 el transformador es de polaridad aditiva y las marcas serían como lo indica la Figura 3.2

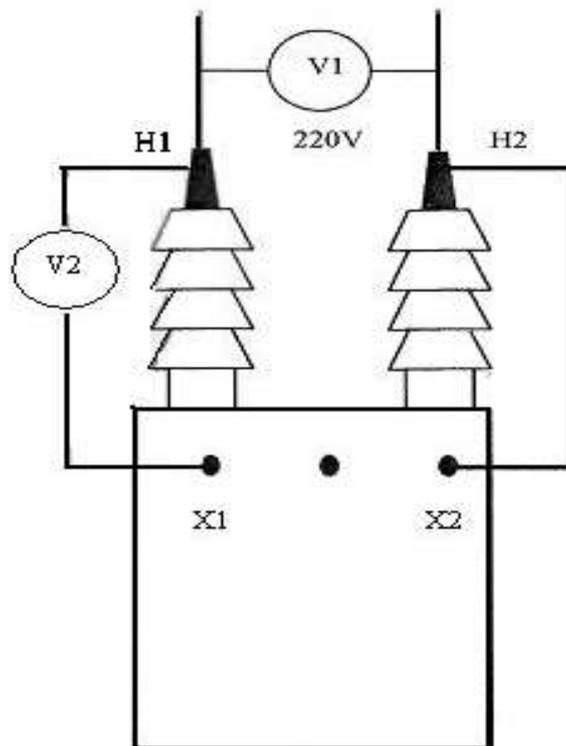


Figura 2.11 Transformador de polaridad sustractiva

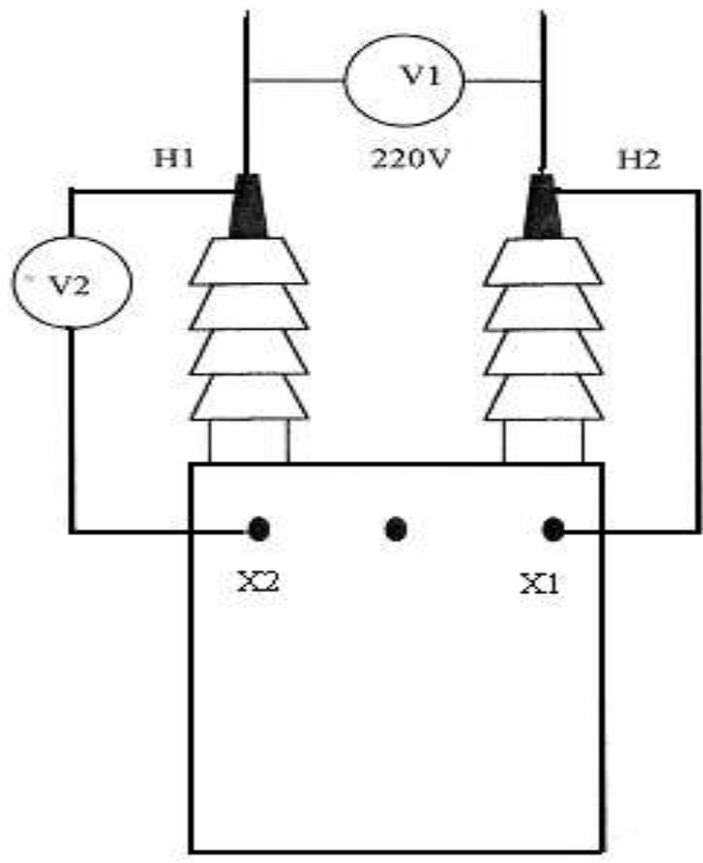


Figura 2.12 Transformador de polaridad aditiva

2.13. OPERACIÓN DE TAPS DE LOS TRANSFORMADORES [3]

Para cambiar de posición los taps de un transformador será necesario tomar en consideración lo siguiente:

1.- Medir el voltaje secundario a la hora máxima de carga a la salida del transformador y determinar cuantos volts sobran o faltan para los 220 volts de línea

En el caso de voltajes desbalanceados se tomará el promedio para determinar el voltaje existente (VE).

Lecturas:

VAB = 208 Volts

VBC = 215 Volts $VE = \frac{208+215+204}{3} = \frac{627}{3} = 209$ Volts

VAC = Volts

En este ejemplo se ve el voltaje de 209 volts, es 11 volts más bajo que 220 volts. Sabemos ahora que es necesario elevar el voltaje en 11 volts.

2.- Se recomienda que cada posición de los taps varia en 5.5 volts al voltaje secundario y como se requiere elevar 11 volts habrá que cambiar dos posiciones.

Si encuentran los taps en la posición II, habrá que pasarlos a la posición IV para elevar los 11 volts ó si se encuentra en la posición III, pasaran hasta la posición V.

3.- Esperar un día con sol de preferencia para hacer la maniobra, evitando la contaminación del aceite aislante del transformador con la humedad ambiente.

4.- Desenergizar el transformador, quitando las cuchillas fusibles a la hora de poca carga, para aminorar los peligros del arco eléctrico durante la abertura.

5.- Conectar efectivamente a tierra, tanto las terminales de alta tensión como las terminales de baja tensión del transformador.

6.- Limpiar bien los taps de registro del transformador y los alrededores de esas tapas, para evitar que al quitarlas, penetren impurezas.

7.- Con la llave de tuercas apropiadas, quitar todos los tornillos necesarios antes de mover cualquier tapa. La llave será conveniente atarla a la mano para eliminar la posibilidad de que pueda caer dentro del transformador.

8.- Una vez retirado todo lo que pudiera caer dentro del tanque se quitan los taps de registro y se procede a cambiar los taps a la posición deseada.

9.- Poner cuidadosamente los taps de registro viendo que los empaques puedan brindar el hermetismo deseado y en caso contrario cambiarlos por nuevo.

10.- Retirar las conexiones a tierra de las terminales de alta y baja tensión.

11.- Comprobar que el voltaje secundario ha sido cambiado al valor deseado.

POSICION II.- Es la posición normal para voltaje primario de 13200 volts y secundario de 220 volts.

POSICION I.- Es para bajar el voltaje secundario cuando es alto, debido a que el voltaje primario también es alto de 13530 volts, en lugar de 13200 volts.

POSICION III.- Es para subir el voltaje secundario cuando es bajo, debido a que el voltaje primario también es bajo 12780 volts, en lugar de 13200.

POSICION IV.- Es para subir el voltaje secundario cuando es bajo, debido al voltaje primario también bajo de 12540 volts, menor al normal de 13200 volts.

POSICION V.- Es para subir el voltaje secundario cuando es bajo, debido al voltaje primario también bajo de 12210 volts, menor al normal de 13200 volts.

NOTA: Los taps tienen cinco posiciones, una normal, una para bajar el voltaje y tres posiciones para subir el voltaje.

La mayoría de los transformadores de distribución tienen taps que varían en total un 10% de voltaje de línea secundaria.

Puesto que el voltaje de línea secundario es 220 volts, el 10% será 22 volts. En base a esto cuando se cambie desde la posición I hasta la V, el voltaje secundario se elevará 22 volts, cuando se pase desde la posición V hasta la I, el voltaje secundario disminuirá 22 volts en total.

Estando los taps en la posición I, solamente tendrán cuatro posiciones para poder cambiarlas las cuales son la posición II, III, IV, V al pasar a cada una de esas posiciones, el voltaje variara en una cuarta parte del 10% total, o sea, $10\%/4 = 2.5\%$

El 2.5% de 220 volts es $\frac{2.5 \times 220}{100} = 5.5$ volts

CAPÍTULO 3

PRUEBAS ELÉCTRICAS AL TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE 45 KVA DE LA ESCUELA SECUNDARIA “BENITO JUÁREZ”.

3.1.- INTRODUCCIÓN. - [7]

La importancia de las pruebas de los transformadores es prevenir posibles fallas que interrumpan la operación del transformador y esto ocasione severas interrupciones en el sistema.

En base a los resultados obtenidos en las pruebas realizadas al equipo eléctrico, el personal responsable de la operación y del mantenimiento tendrá los conocimientos suficientes para tomar la decisión de mantener energizado o retirar de servicio un equipo en operación que requiera mantenimiento.

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

Un transformador es probado para homologar de que ha sido adecuadamente diseñado y construido a fin de soportar la carga solicitada, y que, al mismo tiempo, resista todas las situaciones de operación a la que este expuesto durante un periodo de veinte años o más. La única prueba que demuestra que un transformador durará veinte años es hacerlo funcionar durante veinte años.

Se consideran pruebas eléctricas, aquellas que determinen las condiciones en que se encuentra el equipo eléctrico, para determinar su operatividad.

En este trabajo, se presentan algunas pruebas que el personal de C.F.E. realiza al transformador de distribución de 45 KVA de la escuela secundaria “BENITO JUÁREZ” de la población de Santo Domingo Petapa.

3.2 PRUEBAS A PARTES ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR [7]

Las pruebas a las partes eléctricas del transformador son la base 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.

Se consideran pruebas eléctricas, aquellas que determinan las condiciones en que se encuentran el equipo eléctrico para determinar su operatividad.

3.2.1 pruebas de fábrica del transformador.

Las pruebas de fábrica se clasifican básicamente en 3 grupos.

a) **pruebas de prototipos**

Las pruebas de prototipo son las que se realizan a los diseños nuevos y tienen por finalidad confirmar que los equipos cumplan con los valores establecidos en las normas y especificaciones bajo las cuales fueron fabricados. En esta prueba entran en función los materiales utilizados para su fabricación.

Las pruebas de prototipo comprenden también las pruebas de rutina.

b) **pruebas de rutina**

Son pruebas que deben efectuarse a cada uno de los equipos conforme a métodos establecidos en las normas correspondientes, para verificar la calidad del producto y que estén dentro de los valores permitidos. Estas pruebas son las que determinan la aceptación o rechazo de los equipos.

c) **pruebas opcionales**

Estas pruebas son las se realizan a los equipos en acuerdo conjuntamente entre el usuario a fin de determinar algunas características particulares del equipo.

3.2.2 Breve descripción de algunas pruebas de fábrica [7]

Dentro de las más importantes, se pueden citar las siguientes:

Prueba de impulso por rayo. - consiste en simular en el laboratorio las condiciones de falla provocada 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.

Prueba de potencial aplicado. - Consiste en aplicar al equipo un voltaje a la frecuencia de operación del sistema, cuyo valor varío de acuerdo a lo indicado en la norma de aplicación correspondiente para cada nivel de voltaje (180% al 300% del voltaje nominal) con una duración de un minuto.

Prueba de descargas parciales. - Esta determinada 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 está dado por un picocoulomp.

Prueba de elevación de temperatura. - permite verificar que los equipos cumplan con la capacidad de diseño, sin rebasar los límites de temperatura establecidos por las normas aplicables correspondientes.

Prueba de potencial inducido. - su objetivo es verificar la resistencia del aislamiento entre diferentes partes de un equipo. Como, por ejemplo: para transformadores de potencia entre espiras, entre secciones, entre cepas, etc., y el aislamiento de estas partes a tierra que no fueron probadas durante la prueba de potencial aplicada. La prueba consiste en inducir en el 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.

La frecuencia de esta prueba es aplicar el voltaje a una frecuencia de 7200 ciclos en un segundo; como no es posible contar con un generador de esa frecuencia, en la práctica, el tiempo de prueba se obtiene dividiendo los 7200 Hz, entre la frecuencia que produzca el generador de inducido con que cuente cada fabrica, por ejemplo: para un generador de 240Hz, el tiempo será de 30 segundos.

Además de las pruebas mencionadas, existen otras tales como la de corto circuito, corriente sostenida de corta duración, resistencia óhmica, etc.

3.3 PRUEBAS DE CAMPO [7]

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

- Recepción y/o verificación
- Mantenimiento
- Puesta en servicio

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.

Mantenimiento. - se efectúan periódicamente conforme a programas y a criterios de mantenimiento establecidos y condiciones operativas del equipo.

Puesta en servicio. - se realiza a cada uno de los equipos en campo después de haber sido instalados, ajustados, secados, etc., con la finalidad de verificar sus condiciones para decidir su entrada en operación.

3.4 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y POLARIDAD [7]

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de voltajes del primario al secundario, o la relación de corrientes del secundario al primario en los transformadores y se obtiene por la relación.

$$RT = N_p/N_s = V_p/V_s = I_s/I_p \quad (3.1)$$

donde:

Relación de transformación = numero de vueltas en el primario / numero de vueltas en el secundario = voltaje en el primario / voltaje en el secundario = corriente en el primario / corriente en el secundario.

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

Respecto a la polaridad, es importante conocer y verificar el diagrama de conexión de los transformadores monofásicos y trifásicos, cuando se tengan transformadores sin placa de datos.

En la figura 3.1 se presenta el diagrama de conexión de la prueba de relación de transformación realizada

Conexión para realizar la prueba

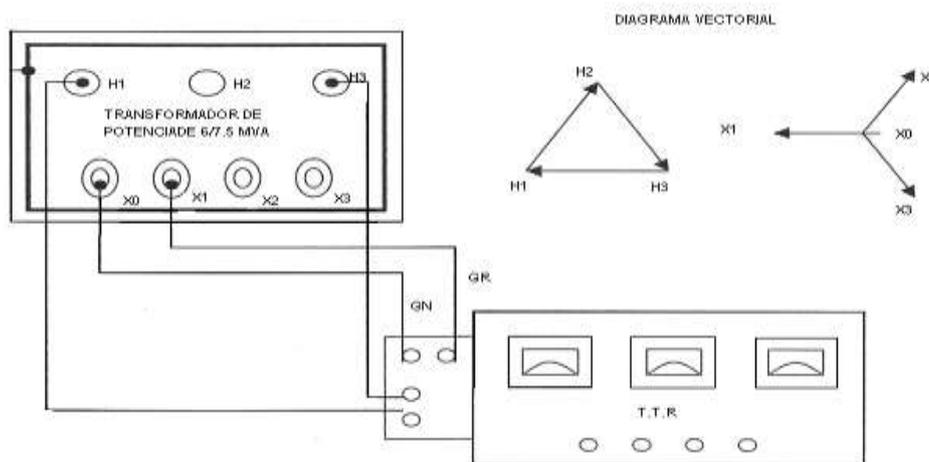


Figura 3.1 conexión de prueba de relación de transformación.

GN, GR.- TERMINALES DE EXCITACIÓN NEGRO Y ROJO

CN, CR.- TERMINALES SECUNDARIAS NEGRO Y ROJO

2.3.1 Método de medición [7]

El método más utilizado para llevar a cabo estas pruebas es con el medidor de relación de vueltas, “transformar Turn Ration” (T. T. R), que opera bajo el conocido principio de cuando dos transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad se excitan en paralelo, con la más pequeña diferencia en la relación de alguno de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos relativamente alta.

El equipo para medición de relación de transformación, está formado básicamente por un transformador de referencia con relación ajustable desde 0 hasta 130, una fuente de excitación de corriente alterna, un galvanómetro detector de cero corrientes, un voltímetro, un amperímetro y un juego de terminales de prueba, contenidas en una caja metálica o de fibra de plástico, para relaciones de transformación mayores de 130, a este equipo se le acoplan transformadores auxiliares.

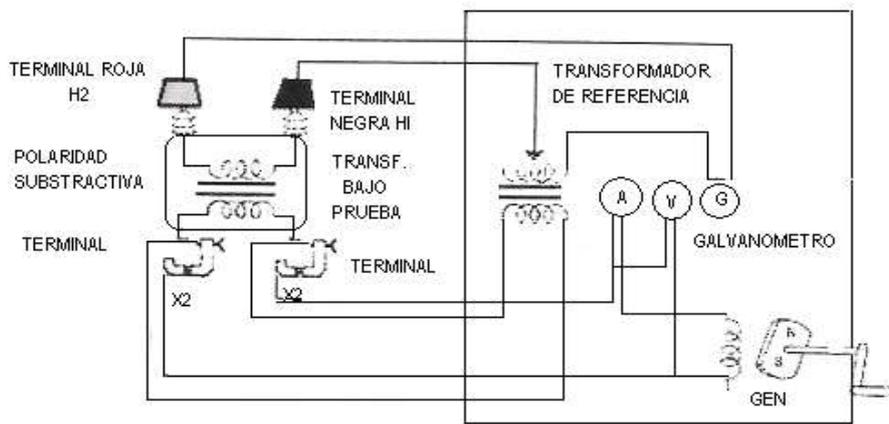


Figura 3.2 Circuito eléctrico simplificado de un probador de relación de transformación

En la actualidad, existen medidores de relación de transformación diseñados a base de microprocesadores que permiten realizar la prueba de relación de transformación a transformadores trifásicos o monofásicos en menor tiempo por su característica digital.



Figura 3.3 T.T.R. Manual

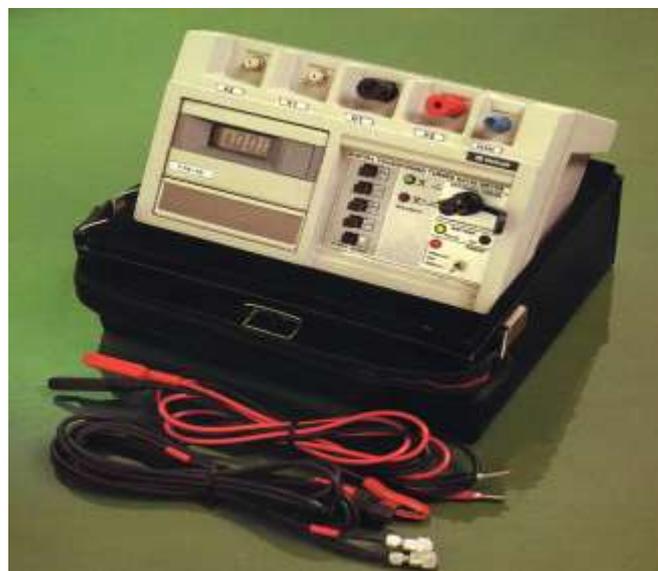


Figura 3.4 T.T.R. digital

3.4.2 Comprobación de relación de transformación [7]

En este procedimiento se describe la comprobación del medidor con capacidad de relación hasta 130.

Hay tres métodos para la comprobación del correcto funcionamiento del medidor, mediante los cuales, se detecta en forma rápida cualquiera alteración en las partes más vulnerables del transformador como son las terminales y sus conectores, el circuito detector y los medidores, etc.

1) **Método de comprobación de balance**

En este primer método se ajustan los selectores de cero. Colocar entre si H1 y H2. Verificar que los tornillos de los conectores “c” (X1, X2) no hagan contacto con el tope ni se toquen entre si. Girar la manivela del generador hasta obtener 8 volts de excitación. Observar el galvanómetro detector, la aguja debe de pertenecer al centro de la escala sobre la marca del cero. Si es necesario, ajustar a cero la aguja con un destornillador manteniendo los 8 volts de excitación, soltar la manivela y observar el galvanómetro detector. La aguja puede quedar ligeramente desviada de la marca de cero.

2) **Método de Comprobación de la relación de cero**

En el segundo método las terminales de excitación (X1, X2) se debe apretar los tornillos asta quedar bien ajustados, hasta que hagan buen contacto con la cara opuesta, si es necesario se coloca una arandela de cobre, además mantener separadas las terminales X1 y X2 y dejar las terminales H1 y H2 conectadas entre si y los selectores en cero, girar la manivela hasta obtener 8 volts mientras gira se observa el galvanómetro, ajustando el cuarto selector hasta lograrlo, manteniendo los 8 volts de excitación. El cuarto selector deberá indicar una desviación no mayor de $\frac{1}{2}$ división esta comprobación puede hacerse a un cuando las terminales de excitación se tengan conectadas a un transformador bajo prueba.

3) **Método comprobación de relación unitaria**

En el ultimo método se debe efectuar el mismo proceso para las terminales de excitación del punto anterior, así mismo la terminal secundaria negra H1 a la terminal negra de excitación X1 y la terminal secundaria roja H2 a la terminal roja de excitación X2, se coloca los selectores en la altura 1000, girar la manivela hasta obtener 8 volts de excitación y simultáneamente observar el galvanómetro si la lectura no es uno ajustarla con el cuarto selector sin dejar de la manivela. Si el cuarto selector indica lectura menor de cero, cambiar los selectores hasta obtener una lectura de 0.9999; se vuelve a justar al cuarto selector hasta que la aguja marque cero, el equipo deberá leer 1000 con casi la mitad de una división en el cuarto selector.

3.4.3 comprobación de polaridad [7]

La comprobación de polaridad es realizada con el fin de conocer si las conexiones del transformador se encuentran con las conexiones que marca el fabricante y esto es realizado mediante un instrumento llamado TTR, el cual consiste en conectar

el medidor al transformador, colocar las carátulas del medidor en cero y girar la manivela un cuarto de vuelta. Si la aguja del galvanómetro se desvía a la izquierda, la polaridad es substractiva, si se desvía a la derecha, la polaridad es aditiva deberán intercambiarse las terminales H1 y H2 para adecuar el medidor a un transformador de esa polaridad.

Recomendaciones generales para la prueba de relación de transformación y polaridad

- se debe colocar el medidor sobre una superficie firme y nivelada, tal que la manivela pueda ser operada sin interrupciones.
- Se debe anotar los datos de placa y diagrama vectorial del equipo a probar. El diagrama vectorial es la referencia para conectar el medidor adecuadamente.
- Calcular la relación teórica, tomando en cuenta que la relación a medir es por fase correspondiente de alta y baja tensión de los transformadores trifásicos.
- Se deben conectar las terminales de excitación del T.T.R. GN y GR al devanado de baja tensión del transformador, bajo prueba y las terminales secundarias CN y CR se conectarán al devanado de alta tensión.
- Los valores de relación teóricos calculados servirán de base para colocar los selectores en el valor esperando el medidor.
- Accionar la manivela manteniendo 8 volts de excitación y opere los selectores de menor rango hasta lograr la deflexión nula en el galvanómetro.
- Registrar las lecturas.

3.5 PRUEBA DE RESISTENCIA O AISLAMIENTO

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia en megaohms que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo

A la corriente resultante de la aplicación de voltaje de corriente directa, se le denomina “corriente de aislamiento” y consta de dos componentes principales:

a) La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento mismo que esta compuesta por:

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

Corriente capacitiva. - es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 segundos) conforme se carga el aislamiento y es la responsable de bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento. Su efecto es notorio en aquellos equipos que tienen capacitancia alta como transformadores de potencia, maquinas generadoras y cables de potencia de grandes longitudes.

Corriente de absorción dieléctrica. - esta corriente decrece gradualmente con el tiempo desde un valor relativamente alto a un valor cercano a cero, siguiendo una función exponencial. Dependiendo del tipo y volumen del aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable, sin embargo, sin efectos de prueba puede despreciarse el cambio que ocurre después de 10 minutos.

Corriente de conducción irreversible. - esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante; predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

b) Corriente de fuga

Es la que fluye sobre la superficie de aislamiento, esta corriente es igual que la corriente de conducción irreversible permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

Absorción dieléctrica

La resistencia de aislamiento varia directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo, cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con el valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Graficando los valores de resistencia de aislamiento contra el tiempo se obtiene una curva denominada de absorción dieléctrica; indicando su pendiente el grado relativo de secado y limpieza o suciedad del aislamiento, si el aislamiento está húmedo o sucio se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y como resultado obtendrá una curva con baja pendiente.

La pendiente de la curva puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia aislamiento tomadas a diferentes intervalos de tiempo, durante la misma prueba, a la relación de 60 a 30 segundos se le conoce como “índice de absorción”) y a la relación de 10 a 1 minuto como (“índice de polarización”). Los índices mencionados, son útiles para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de transformadores de potencia y generadores, pero no se requieren para transformadores de distribución

Factores que afectan la prueba

Entre los factores que afectan la prueba, tienden a reducir la resistencia de aislamiento de una manera notable son la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética, para la suciedad evitar toda materia extraña (polvo, carbón, aceite, etc.). La resistencia del aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes. A continuación, se presenta en la

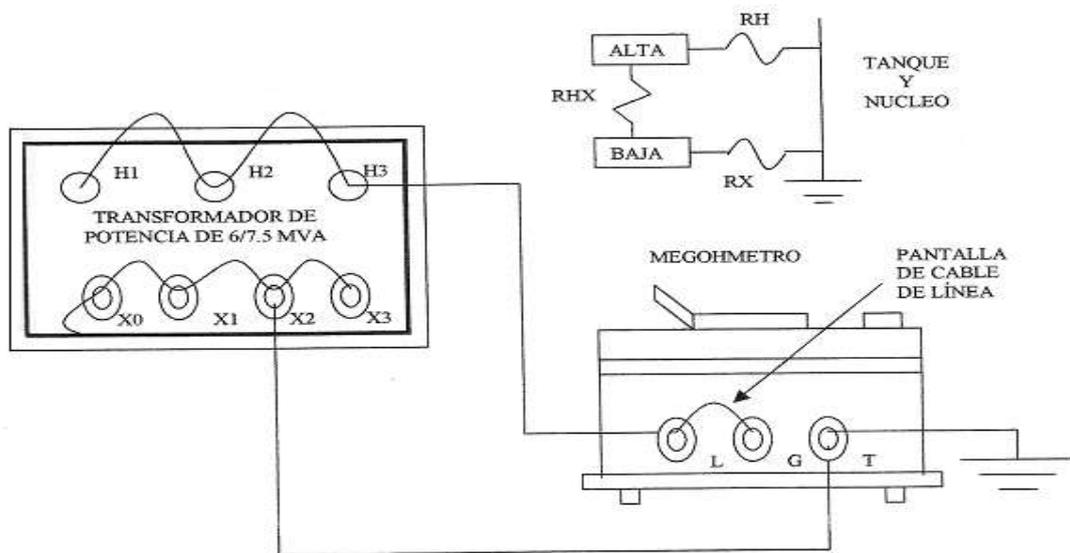


Figura 3.5 conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento en un transformador.

3.5.1 principio de operación del megóhmetro [7]

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

El megaóhmetro consiste fundamentalmente de dos bobinas designadas como A y B montadas en un sistema móvil común con una aguja indicadora unida a las mismas y con libertad para girar en un campo producido por un imán permanente. En el caso del Megger, el sistema está sustentado en joyas soportadas en resortes y está exento de las espirales de control que llevan otros aparatos como los amperímetros y vólmetros

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

Adicionalmente al elemento de medición, el megohmetro tiene un generador de corriente directa accionado manualmente o mediante un motor el cual proporciona el voltaje necesario para efectuar la medición. La bobina deflectora A está conectado en serie con una resistencia R, quedando la resistencia bajo prueba conectada entre las terminales de línea y tierra del aparato.

Las bobinas A y B están montadas en el sistema móvil con un ángulo fijo entre ellas y están conectadas en tal forma que cuando se les alimenta corriente, desarrollan pares opuestos y tienden a girar el sistema móvil en direcciones contrarias, por lo tanto, la aguja indicadora se estabilizará en el punto donde los pares se balancean. Cuando el aislamiento es casi perfecto o cuando no se conecta nada a las terminales de prueba no habrá flujo de corriente y por tal razón, girará en contra de las manecillas del reloj hasta posicionarse sobre el entrehierro en el núcleo de hierro C. En esta posición, la aguja indicadora estará sobre la marca del infinito.

Con las terminales de prueba en corto circuito fluirá una corriente mayor en la bobina A que en la otra bobina B, por tal motivo un par mayor en la bobina A desplazará el sistema móvil en sentido de las manecillas del reloj hasta posicionar la aguja indicadora en el cero de la escala. Cuando se conecta una resistencia entre las terminales marcadas como línea y tierra del aparato, fluirá una corriente en la bobina deflectora A y el par correspondiente desplazará el sistema sacándolo de la posición del infinito, hacia un campo magnético que aumenta gradualmente, hasta que se alcanza un balance entre los pares de las dos bobinas

La posición depende del valor de la resistencia externa que controla la magnitud relativa de la corriente de la bobina A. debido a que los cambios en el voltaje afectan las dos bobinas en la misma proporción, la posición del sistema móvil es independiente del voltaje. La función de la resistencia R es la de limitar la corriente en la bobina A y evitar que se dañe el aparato cuando se ponen en corto circuito las terminales de prueba.

En la figura 3.6 se muestra el diagrama elemental del Megger, mostrando como se oculta la terminal de línea mediante una arandela metálica conectada al circuito de guarda. Esto evitará errores debido a fugas a través de la superficie del aparato entre las terminales de línea y tierra. Básicamente lo que se hace es proporcionar a la corriente de fuga un camino en derivación hacia la fuente de alimentación, que no pase por la bobina deflectora del aparato.

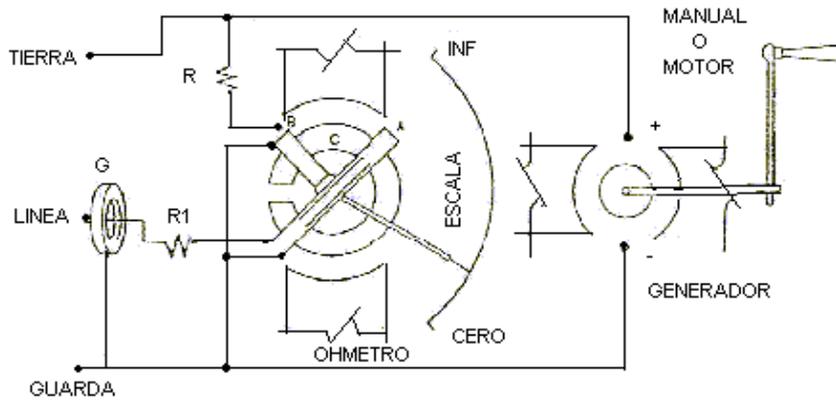


Figura 3.6 Diagrama elemental del Megger

En la figura 3.7 se muestra físicamente el instrumento llamado Megger



Figura 3.7 Megger

3.6 PRUEBA DE RIGIDÉZ DIELECTRICA DEL ACEITE [7]

Por definición, la tensión de ruptura eléctrica de un aceite, es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es la que mas frecuentemente se debe realizar brindando la siguiente información:

En el diseño práctico de transformadores de distribución debe buscarse siempre el equilibrio de las cualidades de los materiales aislantes debe tomarse en cuenta que estos van a trabajar en un campo electrostático y por lo tanto, su rigidez dieléctrica varia con la clase de aislamiento.

En los transformadores sumergidos en aceite hace el trabajo del refrigerante y del aislamiento, la rigidez dieléctrica del aceite se determina en un dispositivo

construido de material aislante y que se conoce como copa. Conteniendo en el interior dos electrodos que se calibran desde el exterior.

La separación que se hace con los electrodos es de 0.25 cm. y los pasos a seguir son los siguientes:

- ❖ Para medir la rigidez dieléctrica del aceite, se debe lavar la copa previamente con el mismo aceite que se va a probar
- ❖ Se debe calibrar los electrodos a la separación de 0.25 cm.
- ❖ Se debe tomar una muestra de aceite en la copa de reposar uno a tres minutos hasta que esté en completo reposo y sin burbujas; procurar que el aceite que se mida cubra los electrodos.
- ❖ Conectar las terminales del aparato a una fuente de energía, se debe de aplicar tensión a razón de 3 KV por segundo aproximadamente hasta que logre la ruptura y anotar la lectura correspondiente.
- ❖ El aceite se agita y se debe dejar reposar durante un minuto y aplicar nuevamente el potencial para poder determinar si el mismo esta en un buen estado.

El valor que se debe obtener al realizar esta prueba para poder decir que el aceite esta en buen estado no debe ser menor de 25KV.

Resistividad del aceite

La resistividad del aceite es una medida de sus propiedades aislantes. Una alta resistividad refleja el bajo contenido de iones libres (compuestos polares) y normalmente indica una concentración baja de materiales contaminantes conductores.

La prueba de resistividad o resistencia, es importante cuando se estudia un transformador cuya resistencia de aislamiento se haya deteriorado. La prueba de resistividad, da resultados más consistentes que en la prueba de rigidez dieléctrica.

Otra recomendación para realizar la prueba de la rigidez dieléctrica del aceite es la siguiente:

Los electrodos y la copa deben lavarse con aceite aislante en buenas condiciones o con el aceite que se va a probar. Se debe evitar tocar los electrodos y el calibrador con los dedos. En caso de condensación de humedad en la copa; esta deberá calentar ligeramente para evaporar la humedad antes de usarla.

Al iniciar las pruebas, se debe examinarse electrodos asegurándose que no existan daños causados por el arco o acumulación de contaminantes. Si los daños son

profundos, se debe pulir. El carbón y la suciedad deberán eliminarse calibrando posteriormente la distancia entre los electrodos.

Después de efectuar la limpieza se debe enjuagar la copa con aceite nuevo y seco, y efectuar una prueba de ruptura en una muestra del mismo siguiendo las indicaciones que se describen posteriormente. Para obtener una muestra representativa de total del aceite deben tomarse las precauciones siguientes:

- Limpiar y drenar previamente la válvula de muestreo.
- Enjuagar el recipiente de prueba cuando menos una vez con el aceite que se va a investigar
- Nunca tomar una muestra si la humedad relativa es mayor de 50 %.
- Evitar el contacto del recipiente de prueba con la válvula de muestreo, los dedos y otros cuerpos extraños.

La temperatura del aceite al efectuar la prueba deberá ser a la temperatura ambiente, pero en ningún caso deberá ser menor de 20°C.

El método utilizado en la sociedad americana para pruebas de materiales (ASTM) analizar dielectricamente el voltaje de aceites para su prueba (D-1816) es similar al (D-877) y solo difiere en que los electrodos son semiesféricos en lugar de planos, separados 0.04 pulgadas y cuenta con medio de agitación para proporcionar una circulación lenta del aceite. Este método de prueba es más representativo de las condiciones que trabaja el aceite, aun cuando no es de mucha utilización, por lo anterior, es recomendable contar con un aparato de medición con las siguientes características:

- Rango de voltaje de 0 a 60 kv
- Electrodos intercambiables para cubrir las necesidades.
- Que el voltaje sea automático y cuente con las dos velocidades de incremento de voltaje que marcan las normas, y además, deberán estar provistos de un agitador.
- Que sea portátil

Para el método ASTM D-877 la copa se debe llenar hasta un nivel no menor de 20 mm. Sobre la parte superior de los dos electrodos, con objetivo de permitir que se escape el aire, deberá dejarse reposar de dos a tres minutos antes de aplicar el voltaje; después se aplica gradualmente el voltaje a una velocidad aproximada de tres kv por segundo, hasta que se produzca el arco entre los electrodos, abriendo el interruptor; el operador lee el voltímetro y registra la lectura en kv.

Se efectuará la prueba a dos muestras diferentes, si ninguno de los dos valores es menor del valor mínimo permitido, fijando en 26 kv, no se requerirán pruebas

posteriores y el promedio de las dos lecturas se soportará como la rigidez dieléctrica de la muestra. Si cualquiera de los valores es menor que 26 kv, deberán efectuarse una tercera prueba y promediar los resultados.

Para el método ASTM D-1816 las diferencias son las siguientes:

- Se aplica el voltaje gradualmente a una velocidad de 500 volts por segundo.
- Debe haber un intervalo de por lo menos tres minutos entre el llenado de la copa y la aplicación de la tensión para la primera ruptura y por lo menos intervalos de un minuto entre aplicaciones de la tensión en ruptura sucesivas
- Durante los intervalos mencionados como el momento de la aplicación de la tensión; el propulsor debe hacer llegar el aceite.

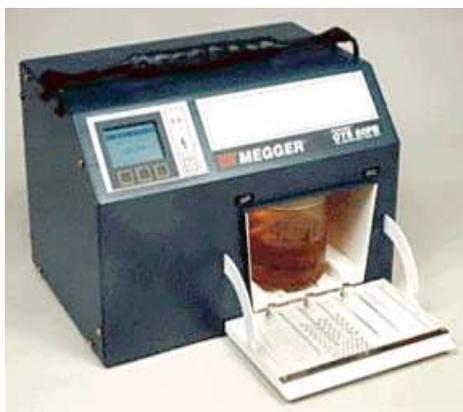


Figura 3.8 probador de rigidez dieléctrica (probador de aceite)

3.7 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN [7]

A continuación, se describen los procedimientos para la revisión y mantenimiento de transformadores de distribución, para su puesta en operación.

1.- Recepción de equipo para mantenimiento:

Como su nombre lo indica, este primer paso consiste en recibir los transformadores de distribución que han sido puestos fuera de servicio en la red y que requieren de mantenimiento.

2.- Evaluación de recepción de equipo:

Una vez recibido el equipo se procede a evaluar el transformador con el TTR y el Megger para así determinar cuáles son los problemas que presentan y que han justificado proporcionarle mantenimiento.

3.- Realización del mantenimiento:

En esta parte se resuelve directamente los problemas que previamente se han diagnosticado y se determinan la probabilidad para que el transformador pueda ser puesto de nuevo en operación, en caso que las fallas que presente tengan solución.

4.- Secado del aislamiento:

Consiste en colocar los núcleos de los transformadores dentro de un horno de secado. Esto solamente se le aplica a los transformadores que por las características del tipo de mantenimiento que se proporciona así lo requiera.

5.- Armado:

Armar correctamente el transformador que ha sido sometido a mantenimiento.

6.- Pruebas de aceptación:

Una vez armado los transformadores son sometidos a pruebas necesarias para determinar si cumple con las características apropiadas de funcionamiento para que pueda ser puesto de nuevo en operación.

7.- Entrega del transformador:

El personal de mantenimiento hace la entrega de los transformadores al personal encargado de la puesta en operación de los mismos, una vez que estos equipos hayan cumplido satisfactoriamente las pruebas correspondientes.

Como se menciona en el paso número dos del procedimiento de operación de pruebas para evaluar las condiciones en que llega el transformador. A continuación, se presenta las pruebas del TTR y Megger los cuales dan un diagnóstico de la operatividad del transformador para su respectivo mantenimiento.

*Prueba de relación de transformación (TTR) en transformadores.

Esta prueba se realiza de diferentes formas dependiendo de la cantidad de boquillas que sea el transformador en media tensión.

a) Transformador de una boquilla.

Esta prueba consiste en conectar el caimán de color negro del TTR en la boquilla de media tensión del transformador y el caimán de color rojo al tanque, posteriormente se conecta el gancho de color negro del TTR en la boquilla de baja tensión (X1) y el rojo en (X2) estos pasos corresponden para el primer devanado del transformador como se muestra en la figura 3.9. Para el segundo devanado el gancho negro del TTR se conecta en la boquilla (X1) y el gancho rojo en la boquilla (X3) de baja tensión del transformador como se muestra en la figura 3.10 y por último, para el tercer devanado únicamente se mueve el gancho negro del TTR en la boquilla (X2) y el gancho rojo permanecerá en la misma boquilla (X3) como se muestra en la Figura 3.11.

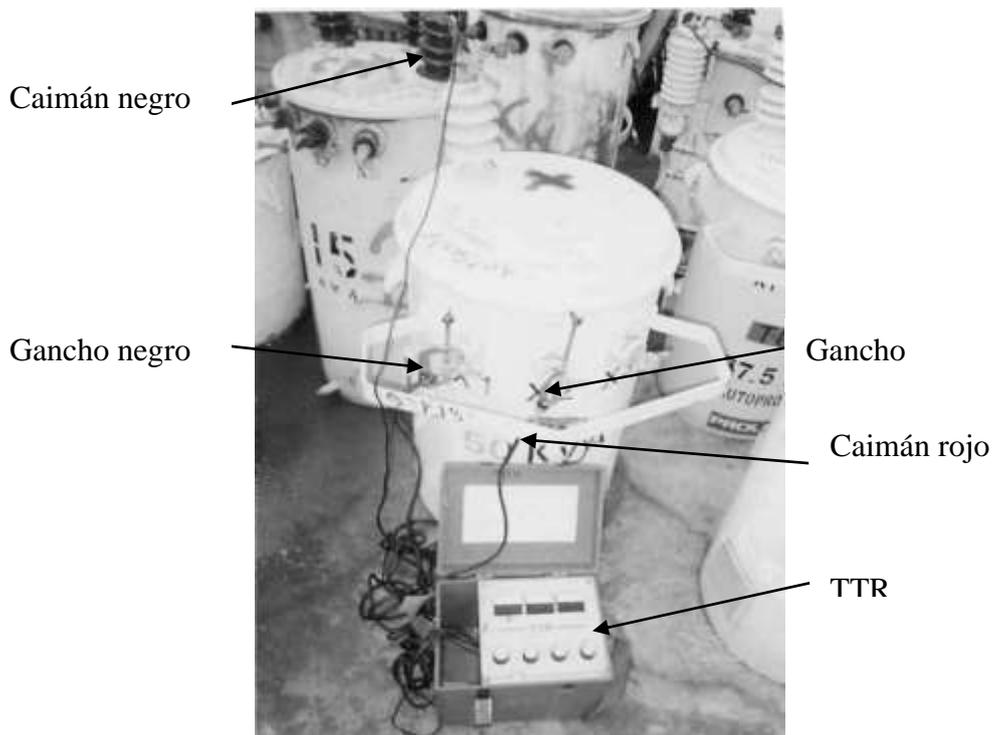


Figura 3.9 Prueba para el primer devanado de un transformador de una sola boquilla.

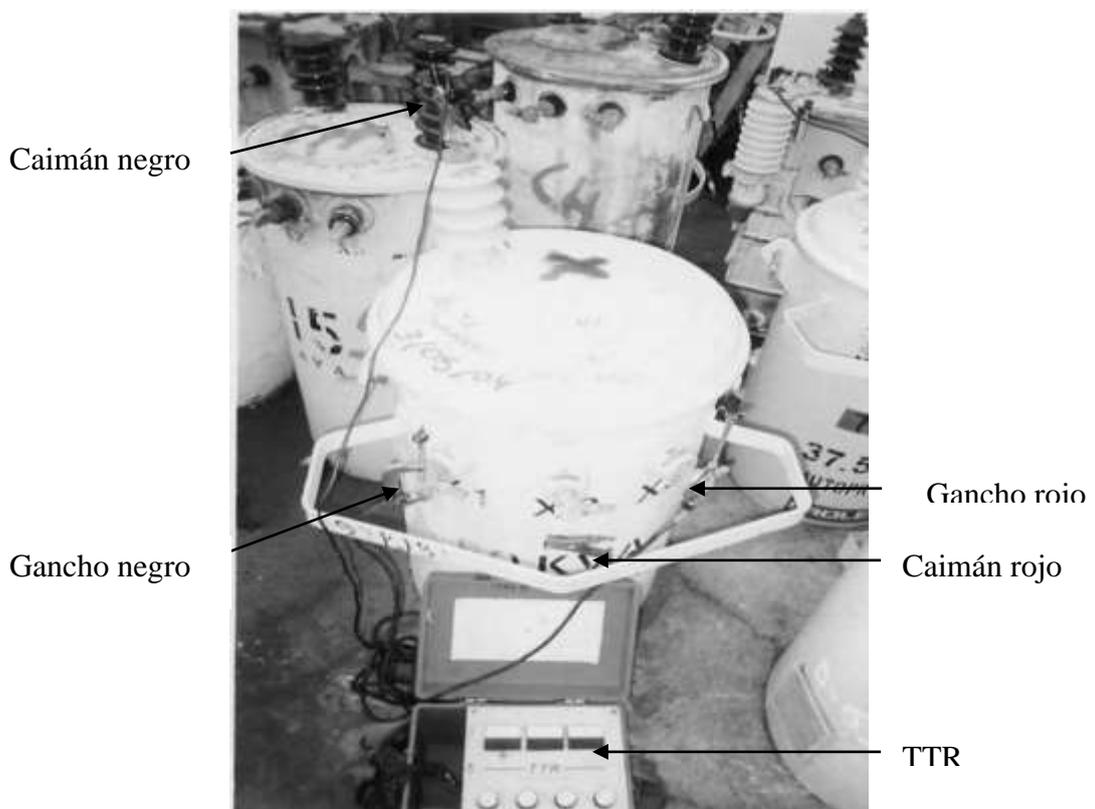


Figura 3.10 Prueba para el segundo devanado de un transformador de una sola boquilla.

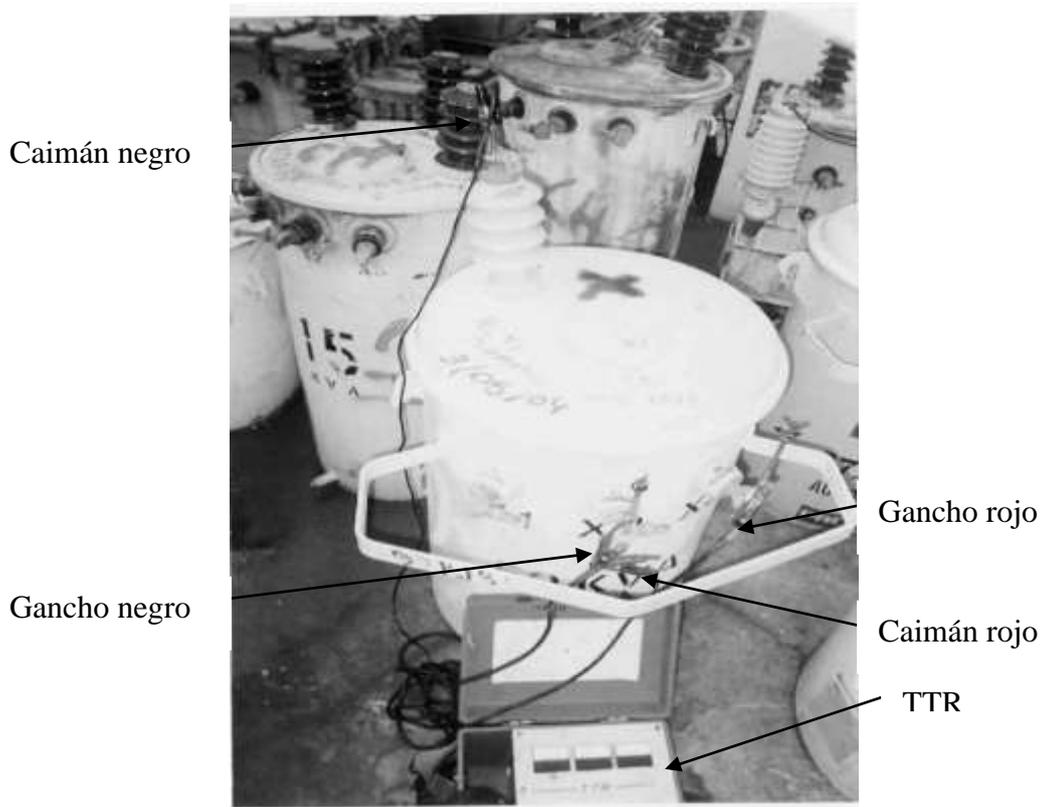


Figura 3.11 Prueba para el tercer devanado de un transformador de una sola boquilla.

b) Transformadores de dos boquillas.

Esta prueba consiste en conectar los caimanes de color negro y rojo en las boquillas de media tensión (H1 y H2) del transformador, posteriormente se conecta el gancho de color negro del TTR en la boquilla de baja tensión (X1) y el rojo en (X2) estos paso corresponden para el primer devanado del transformador como se muestra en la Figura 3.12. Para el segundo devanado el gancho negro del TTR se conecta en la boquilla (X1) y el gancho rojo en la boquilla (X3) de baja tensión del transformador como se muestra en la Figura 3.13. Y por último para el tercer devanado del transformador únicamente se mueve el gancho negro del TTR en la boquilla (X2) y el gancho rojo permanecerá en la misma boquilla (X3) del transformador como se muestra en la Figura 3.14.

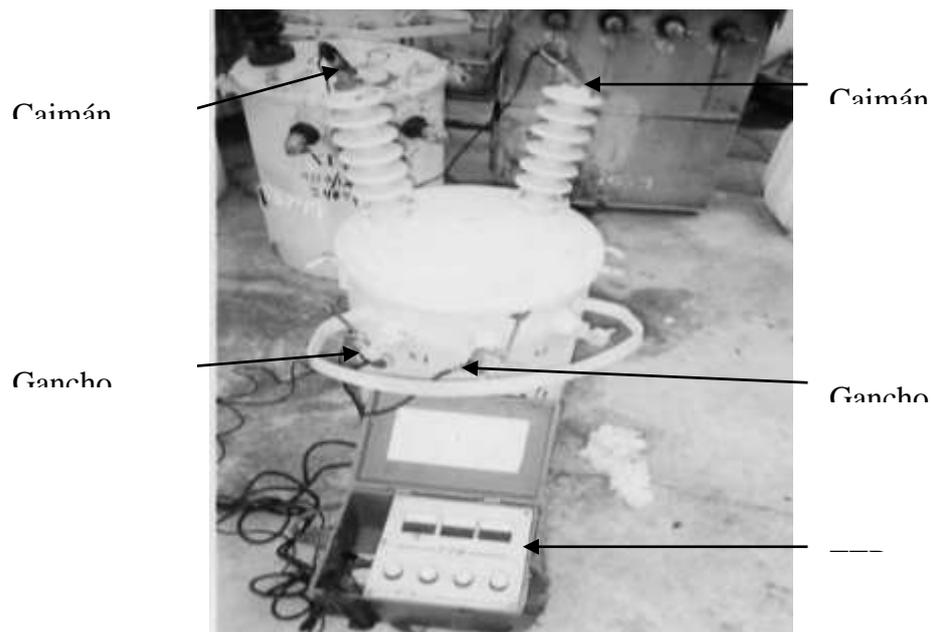


Figura 3.12 Prueba para el primer devanado de un transformador con dos boquillas.



Figura 3.13 Prueba para el segundo devanado de un transformador con dos boquillas

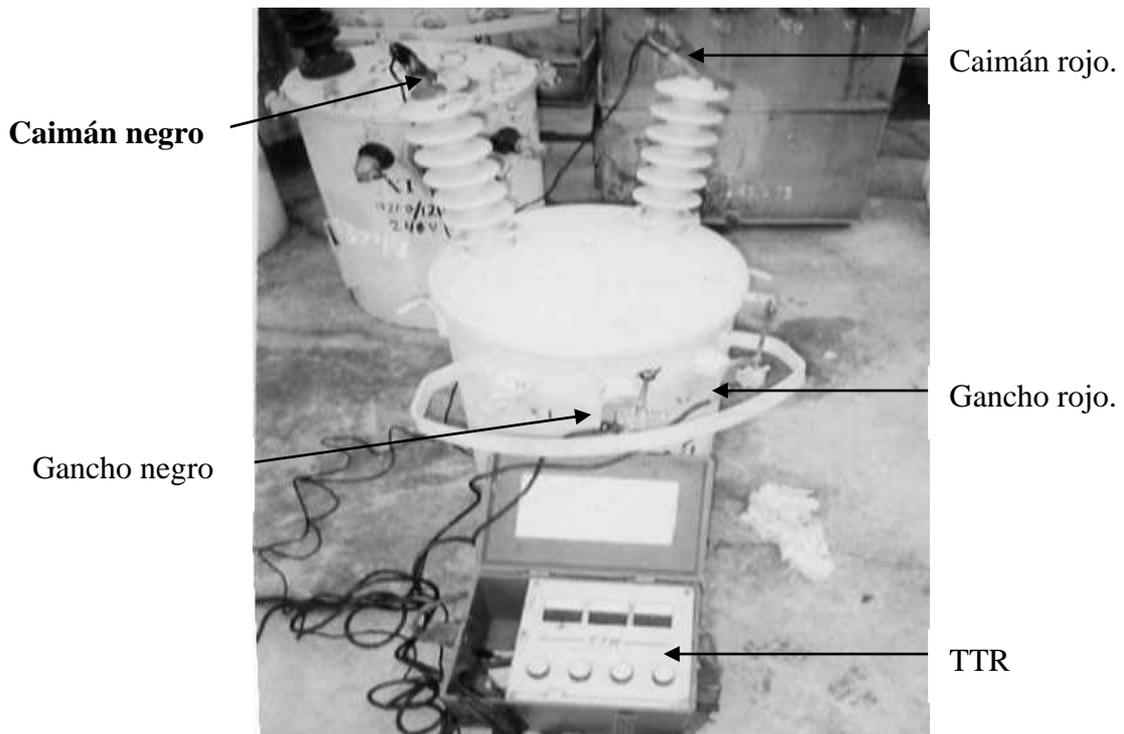


Figura 3.14 prueba para el tercer devanado de un transformador con dos boquillas

c) Transformador de tres boquillas.

En esta prueba se lleva una secuencia al conectar la boquilla de media tensión con respecto a los caimanes del TTR. En este primer devanado se conecta el caimán negro a la boquilla de media tensión (H1) y el rojo a la tercera boquilla de media tensión (H3) y posteriormente el gancho del color rojo a la primera boquilla de baja tensión (Xo) y el negro a la segunda boquilla de baja tensión (X1) estos pasos corresponden para el primer devanado del transformador como se presenta en la Figura 3.15. para el segundo devanado del transformador el caimán de color negro se conecta a la segunda boquilla de media tensión (H2) y el rojo a la primera boquilla de media tensión (H1) y posteriormente el gancho de color rojo se conecta a la primera boquilla de baja tensión (Xo) y el negro a la tercera boquilla de baja tensión (X2) estos pasos son para el segundo devanado como se muestra en la Figura 3.16 y por ultimo para el tercer devanado del transformador el caimán de color rojo se conecta a la segunda boquilla de media tensión (H2) y el negro a la tercera boquilla de media tensión (H3) y posteriormente el gancho de color rojo se conecta a la primera boquilla de baja tensión (Xo) y el negro a la cuarta boquilla de baja tensión (X3) como se muestra en la Figura 3.17.

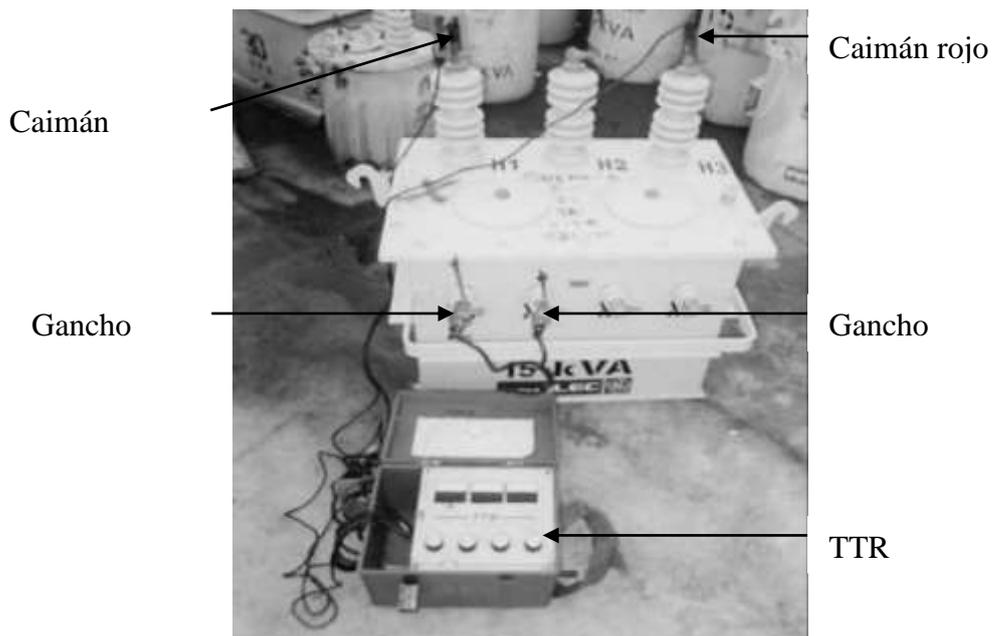


Figura 3.15 Prueba para el primer devanado de un transformador con tres boquillas.

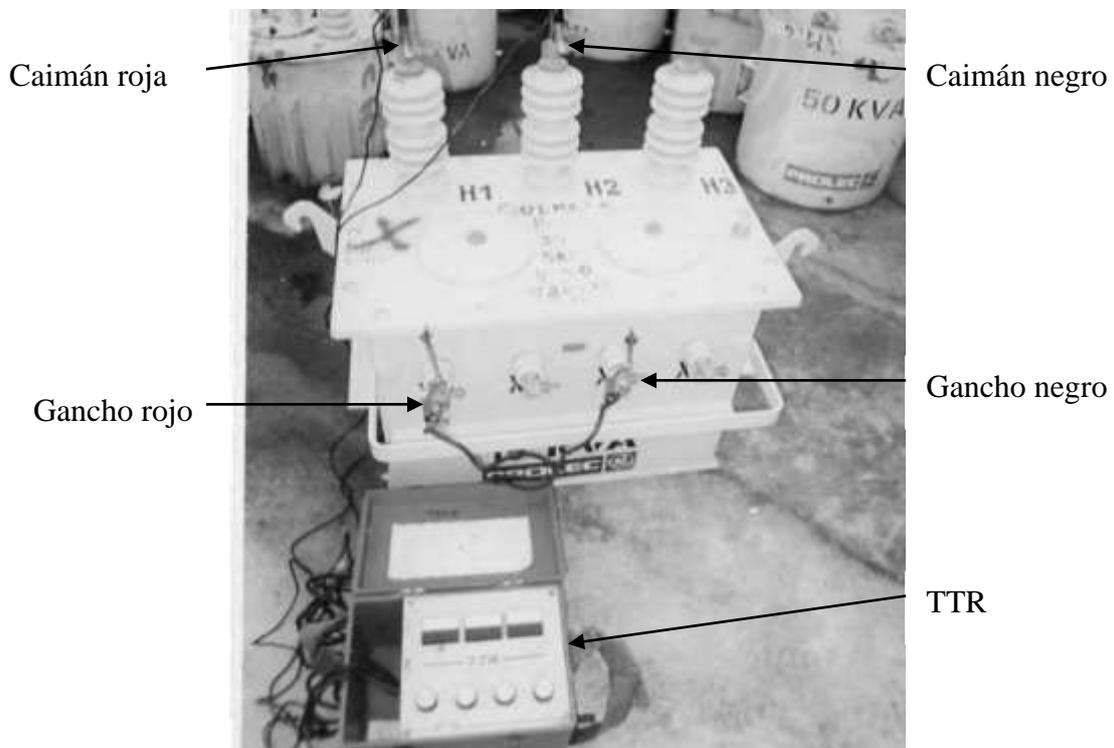


Figura 3.16 Prueba para el segundo devanado de un transformador con tres boquillas

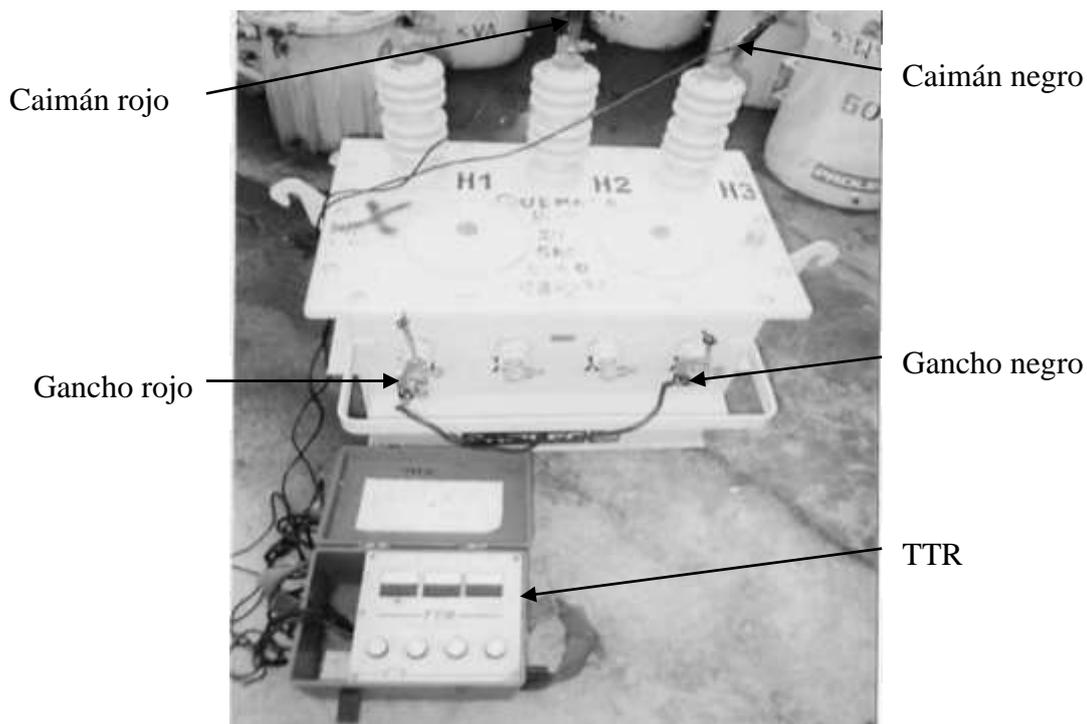


Figura 3.17 Prueba para el tercer devanado de un transformador con tres boquillas.

***Prueba de aislamiento del transformador (Megger).**

Para poder realizar las pruebas correspondientes se debe conocer el tipo de transformador si es de una, dos o tres boquillas de media tensión a de alta tensión como se le puede conocer también. Para transformadores de una boquilla únicamente se le realiza dos pruebas que son alta tensión con baja tensión y alta tensión con tanque. Y los transformadores de dos y tres boquillas de media tensión se le realizan tres pruebas que son alta tensión con baja tensión, alta tensión con tanque y baja tensión con tanque.

a) Transformador de tres boquillas.

Para transformadores de una boquilla se realizan dos pruebas iniciando con alta tensión con baja tensión, para lo cual se debe primero conectar las boquillas de baja tensión con caimanes los cuales se le conecta el caimán negro del Megger y en la boquilla de alta tensión del transformador se conectan al caimán rojo del Megger, como se muestra en la Figura 3.18. Obteniendo con esto la primera lectura de esta prueba. Posteriormente, se continúa con la segunda prueba de baja tensión con tanque del transformador. En este paso, se conecta el caimán rojo del Megger a la primera boquilla de baja tensión y el caimán negro se conecta al tanque del transformador obteniendo con esto la segunda lectura como se muestra en la Figura 3.19.

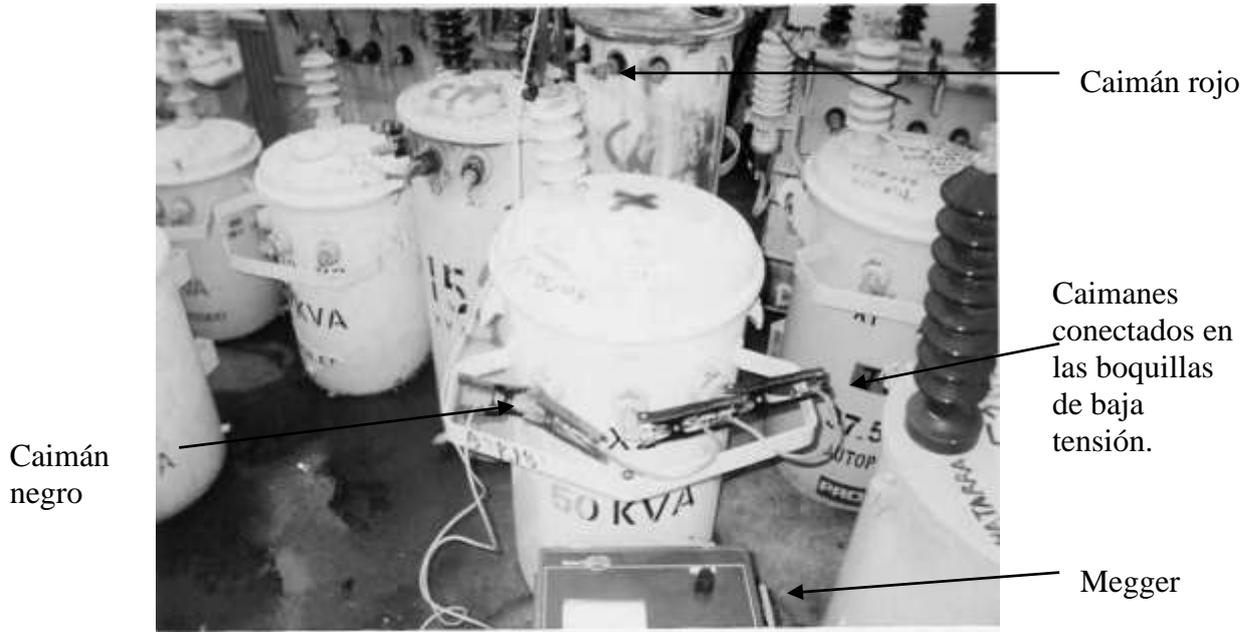


Figura 3.18 Prueba de un transformador de una boquilla de alta con baja tensión.



Figura 3.19 Prueba de un transformador de una boquilla de baja tensión con tanque.

b) Transformador de dos boquillas.

Para realizar la prueba del aislamiento (Megger) en este tipo de transformadores, primeramente, se le conecta unos caimanes en tanto en la boquilla de media y baja tensión del transformador para a si poder realizar las pruebas. Se le inicia la prueba de alta tensión con baja tensión, conectado al caimán rojo del Megger a las boquillas de media tensión y el caimán negro a las boquillas de baja tensión del transformador obteniendo a si el primer resultado de la prueba como se muestra en la Figura 3.20. Se continúa con la prueba de alta tensión con tanque, conectado el caimán rojo del Megger a las boquillas de media tensión y el negro al tanque del transformador obteniendo a si el segundo resultado de la prueba como se muestra en la Figura 3.21. Se concluye con la prueba de baja tensión con tanque, conectado el caimán rojo a las boquillas de baja tensión y el caimán negro al tanque del transformador obteniendo la lectura de esta prueba como se muestra en la Figura 3.22.

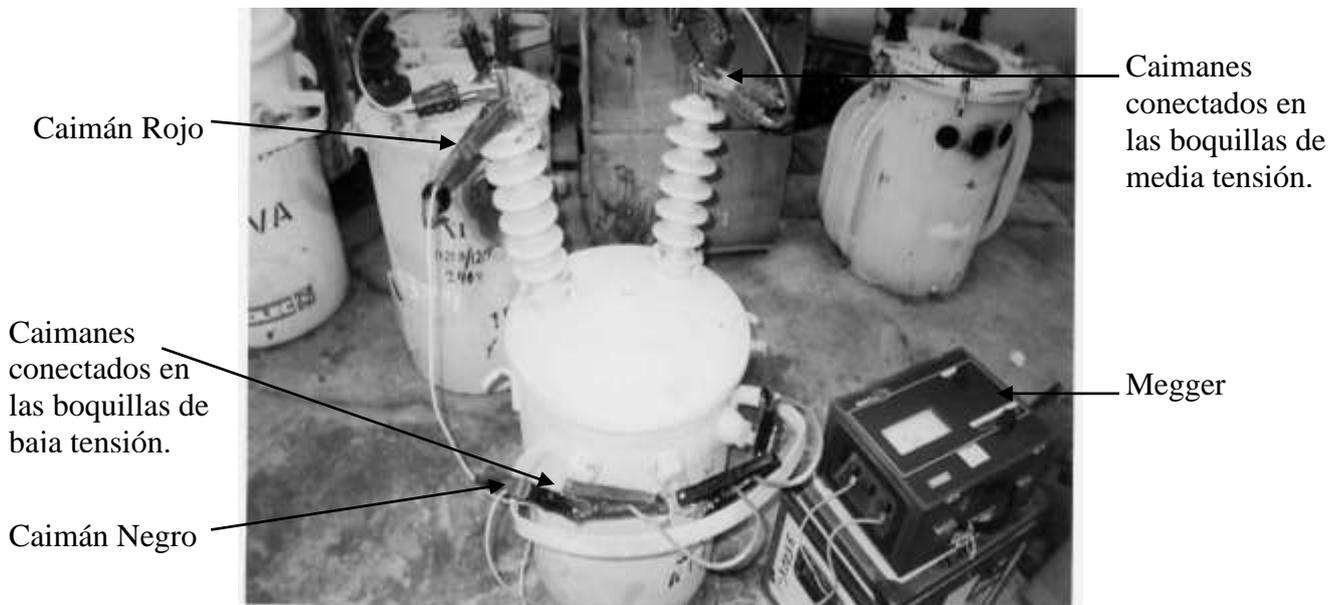


Figura 3.20 Prueba de un transformador de dos boquillas de alta con baja tensión.



Figura 3.21 Prueba de un transformador de dos boquillas de alta tensión con tanque.



Figura 3.22 Prueba de un transformador de dos boquillas de baja tensión con tanque.

c) Transformador de tres boquillas.

Para el caso de los transformadores de tres boquillas, las pruebas que se realizan son las mismas que las de dos, variando únicamente en la conexión de las de media tensión ya que se deben puntear las tres del transformador.

Para realizar la prueba del aislamiento (Megger) en este tipo de transformadores, primero se conectan unos caimanes tanto en la boquilla de media y baja tensión del transformador para así poder realizar las pruebas. Se inicia la prueba de alta tensión con baja tensión, conectado el caimán rojo del Megger a las boquillas de media tensión y el caimán negro a las boquillas de baja tensión del transformador obteniendo así el primer resultado de la prueba como se muestra en la Figura 3.23. Se continúa con la prueba de alta tensión con tanque, conectado el caimán rojo del Megger a las boquillas de media tensión y el negro al tanque del transformador obteniendo a si el segundo resultado de la prueba como se muestra en la Figura 3.24. Se concluye con la prueba de baja tensión con tanque, conectado el caimán rojo a las boquillas de baja tensión y el caimán negro al tanque del transformador obteniendo la lectura de esta prueba como se muestra en la Figura 3.25.



Figura 3.23 Prueba de un transformador de tres boquillas de alta con baja tensión



Figura 3.24 Prueba de un transformador de tres boquillas de alta tensión con tanque.



Figura 3.25 Prueba de un transformador de tres boquillas de baja tensión con tanque.

CONCLUSIONES

Es importante realizar, las pruebas adecuadas a los transformadores de distribución en cada cierto tiempo, debido a que están a intemperie y expuestos a sufrir daños y envejecimiento por las condiciones atmosféricas.

Las pruebas son la base para verificar y apoyar los criterios de aceptación y para analizar los cambios o variaciones con respecto a los valores en el equipo.

En este trabajo se presentan las pruebas realizados a un transformador de distribución semejante al instalado en la Escuela Secundaria General “Benito Juárez” de con el equipo T.T.R. y el Megger. Que son los más importantes en las pruebas porque, con ellos se puede determinar si el transformador puede ser puesto en servicio de nuevo.

Finalmente, es esencial en un transformador llevar a cabo las pruebas periódicamente de manera correcta para garantizar una operación segura, confiable y eficiente.

REFERENCIAS

- [1] Enríquez Harper Gilberto “Elementos de Controles Eléctricos II”, Editorial Limusa 1990.
- [2] Serway Raymond A. “Electricidad y Magnetismo.” Editorial Mc Graw Hill 4a Edición año 1999.
- [3] Avelino Pérez, Pedro “Transformadores de Distribución.” Editorial Reverte Edición 1998.
- [4] Pacheco. Valencia Héctor M., “Transformadores” Año 1984
- [5] Sievert Luis A. “Alta Tensión y Sistema de Transmisión “, Tercera Edición, 1997
- [6] H. F. Wang “selection of Robust Installing Locations and Feedback Signals FACTS Based Stabilizer in Multi – Machine Power System” IEEE Transactions on Power Systems, volumen 4, No. 2 May 1995.
- [7] C.F. E. “Procedimiento de Prueba de Campo para Mantenimiento Eléctrico en Subestaciones de Distribución “Año 2003.
- [8] Stevenson Jr. William D “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Mc Graw Hill Segunda Edición, 1998.
- [9] Narain G. Hingorani, “Flexible ac Transmisión”. IEEE Spectrum, abril 1993
- [10] Camarena, M Pedro “Instalaciones Eléctricas Industriales”. Editorial Continental 1979
- [11] Enríquez Harper Gilberto “Mantenimiento a Transformadores de Distribución” Editorial Limusa, Segunda Edición 1982.
- [12] Enríquez Harper Gilberto “El ABC de las Máquinas Eléctricas, Transformadores”. Editorial Limusa año 1996.