



Reporte Final de Estadía

Antonio de Jesús Lopez Ramirez

Pruebas Elementales a Transformadores de Distribución.



Universidad Tecnológica del Centro de Veracruz

Programa Educativo
Ingeniería en Mantenimiento en el Área Industrial

Reporte para obtener título de
Ingeniería en Mantenimiento en el Área Industrial

Proyecto de estadía realizado en la empresa
Comisión Federal de Electricidad

Nombre del proyecto
“ Pruebas Elementales a Transformadores de Distribución”

Presenta
Antonio de Jesus Lopez Ramirez

Cuitláhuac, Ver., a 18 de abril de 2018.



Universidad Tecnológica del Centro de Veracruz

Programa Educativo
Ingeniería en Mantenimiento en el Área Industrial

Nombre del Asesor Industrial
Ing. Alfonso Solano Bello

Nombre del Asesor Académico
Ing. Julio Cesar Rodríguez Lopez

Jefe de Carrera
Ing. Gonzalo Malagón González

Nombre del Alumno
Antonio de Jesus Lopez Ramirez

Contents

AGRADECIMIENTOS	1
RESUMEN	2
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 Estado del Arte	4
1.2 Planteamiento del Problema.....	5
1.3 Objetivo general.....	5
1.3.1 Objetivo específico:	5
1.4 Definición de variables	6
1.5 Hipótesis.....	7
1.6 Justificación del Proyecto	7
1.7 Limitaciones	8
1.8 Alcances:	9
1.9 La Empresa (Comisión federal de electricidad)	10
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA	16
2.1 Pruebas de puesta en servicio	16
2.2 Pruebas de fábrica.....	16
2.3 Pruebas de campo.....	17
2.4 Prueba de ruptura dieléctrica de aceite.....	18
2.5 Prueba de resistencia de aislamiento.....	21
2.6 Relación de transformación.....	26
CAPÍTULO 3. DESARROLLO DEL PROYECTO	31
3.1 Rigidez dieléctrica del aceite.....	32
3.2 Resistencia de aislamiento	36



3.3 Relación de Transformación (TTR)	48
CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES	58
4.1 Resultados	58
4.2 Trabajos Futuros (programa de mantenimiento).....	58
4.3 Recomendaciones	62
4.4 Conclusiones	62
ANEXOS	63
BIBLIOGRAFÍA	67

AGRADECIMIENTOS

GRACIAS

A DIOS por permitirme por haberme acompañado a lo largo de mi carrera por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizaje, experiencia y sobre todo felicidad.

Le doy gracias a mi familia que han sido el pilar más importante de mi familia, a mi madre por todo lo que son y por simplemente ser mi madre, por estar llena de tolerancia y paciencia por apoyarme en esos sueños inconscientes pero terrenales, que mediante al valor del ejemplo despertaron en mi la inquietud de trascender gracias por ser padre y madre sin ti no sería lo que soy hoy en día.

Gracias a mis hermanas por ser esa parte importante de mi vida y representar la unidad de la familia, por esos consejos tan alentadores en ese camino tan importante de mi vida y por su gran comprensión y amor que me dedicaron.

Le quiero dar las gracias a mi esposa Montserrat y a mi hijo que estuvieron conmigo en este largo camino y que nunca me dejo solo en ningún momento y por su apoyo condicional.

Gracias también a los que hicieron importante mi estancia larga pero sustanciosa en este recinto de formación profesional, a todo el personal que me tendió su mano, a mis compañeros y amigos por hacer mi estancia más cálida y cómoda.

Gracias a ese grupo de profesionales que, con su capacidad, habilidad y destreza, han depositado en mí, enriquecedora experiencia y compartido conmigo el respeto hacia el trabajo, por su colaboración y estímulo.

“Estén seguros de que a lo que a mí respecta multiplicare todo lo que aprendí y aprovecharé al máximo sus enseñanzas”

RESUMEN

La invención del transformador y los desarrollos de las fuentes de corriente alterna, resolvieron los graves problemas que tenía la distribución de energía eléctrica en corriente continua. Si se eleva por ejemplo en diez veces la tensión en la distribución, la corriente se reduce justamente en esas diez veces, con lo que las caídas de tensión también se reducen en ese factor, y las pérdidas en los cables en 100 veces, por lo tanto, nos damos cuenta que son equipos muy importantes en el sistema eléctrico.

Con base en diversas pruebas experimentales se desarrollaron técnicas sistematizadas estableciendo los métodos de prueba para extender la vida útil de los transformadores de distribución con base en los fundamentos teóricos que rigen el funcionamiento de los transformadores.

La realización de los métodos de prueba para los transformadores de potencia se usó para colocar una estructura en base a normas de diversas compañías con el fin de tener un control efectivo del estado de los transformadores de distribución, para así asegurar una larga vida útil para los mismos.

En el presente trabajo de tesis se propone realizar una metodología para las pruebas de campo a los transformadores de potencia con que se determina la calidad en que se encuentran los componentes del equipo para extender su vida útil, aplicando las normas adecuadas.

Por lo tanto, se desarrolla una técnica sistematizada estableciendo las pruebas y métodos de prueba para extender la vida útil de los transformadores de potencia.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el incremento de la población en el país ha desencadenado que también se registre un incremento en la demanda de energía eléctrica tanto a nivel doméstico como industrial; asimismo ha incrementado las exigencias para brindar calidad y un buen funcionamiento de los Transformadores.

Debido a este crecimiento de la población se han construido más Subestaciones con las que se puedan satisfacer las nuevas exigencias; es por eso que resalta la importancia de conocer más a fondo el funcionamiento de un elemento tan importante en la actualidad como lo es el transformador y debido a eso es la importancia de prolongar lo más posible su vida útil.

Es por eso que en la presente tesis tiene como objetivo el unificar los criterios encaminados hacia los procedimientos de prueba a los que se someten los transformadores de distribución basados en los procedimientos de las normas aplicables.

1.1 Estado del Arte

El desarrollo integral de las pruebas a transformadores de distribución posibilitó la aplicación de estándares y normatividad con la finalidad de aumentar la eficiencia de los procesos productivos a través de la reducción de los tiempos de aplicación. En los últimos años ha aumentado el número de investigaciones relacionadas con la evaluación de los procesos. Sin embargo, son contadas las investigaciones que destacan el impacto del estudio de estas pruebas, tal y como se muestra a continuación.

Arthur José Lon NG (2012), en su trabajo de tesis para la Universidad Simón Bolívar, las pruebas de factor de potencia sirven para determinar el contenido de humedad del transformador y las normativas internacionales IEC, IEEE no definen los criterios de aceptación de estas pruebas, solo ofrecen recomendaciones de seguridad y de protocolo para la correcta ejecución de estas, por lo que se utilizaron los criterios del taller CNRT que siguen los valores estándares usados por los fabricantes.

Erick Alan de la Cruz Cruz (2008), desarrollan para el instituto politécnico su trabajo recepcional es por eso que en la presente tesis tiene como objetivo el unificar los criterios encaminados hacia los procedimientos de prueba a los que se someten los Transformadores de Distribución basados en los procedimientos de las normas aplicables.

Jesus Jiménez Hernández (2009), instituto tecnológico nacional En el presente trabajo de tesis se propone realizar una metodología para las pruebas de campo a los transformadores de potencia con que se determina la calidad en que se encuentran los componentes del equipo para extender su vida útil, aplicando las normas adecuadas.

Javier Santos Juárez (2009), instituto tecnológico nacional Con base en diversas pruebas experimentales se desarrollaron técnicas sistematizadas estableciendo los métodos de prueba para extender la vida útil de los transformadores de potencia con base en los fundamentos teóricos que rigen el funcionamiento de los transformadores.

De todo lo anterior podemos apreciar muchos cambios significativos en materia de los procesos a pruebas a transformadores el cómo ha evolucionado de tal grado que hoy en día es considerado un factor de producción, tomando en cuenta normas establecidas a nivel nacional e internacional que dan origen a sistemas de gestión.

1.2 Planteamiento del Problema

Desde tiempo pasado tenemos un grave problema con la metodología correcta de las pruebas a transformadores de distribución ya que en la actualidad existen muchas fallas, errores y defectos en su proceso, es un trabajo muy importante pero a su vez muy peligroso, ya que si no se cuenta con el equipo correcto, así como sus medidas de seguridad necesarias se pueden cometer errores graves respecto con la calidad o el procedimiento ya que dependiendo de la clase de prueba que se le haga a al transformador será mayor el rendimiento del equipo.

1.3 Objetivo general

- ✓ Elaborar una metodología para realizar las pruebas a transformadores de distribución que contenga una explicación concreta, así como también las medidas de seguridad y equipo que se necesiten para poder realizar un trabajo de manera segura.

1.3.1 Objetivo específico:

- ✓ Optimizar el procedimiento de elaboración de pruebas a transformadores de distribución con la finalidad de simplificar y desarrollar la destreza para su apropiado funcionamiento.
- ✓ Obtener un método viable y factible.
- ✓ Realizar un documento de manera físico donde se mencione el método más viable.

1.4 Definición de variables

A	Ampere (unidad de intensidad de la corriente)
a	Relación de transformación.
CA	Corriente alterna.
CC	Corriente continua.
CFE	Comisión federal de electricidad
H1	Boquilla 1 del devanado de Alta Tensión.
H2	Boquilla 2 del devanado de Alta Tensión.
I_p	Corriente nominal en el devanado primario.
I_s	Corriente nominal en el devanado secundario.
KV	kilovolts
M	Metro
MVA	Megavoltiamperio
N_p	Número de espiras en el devanado primario.
N_s	Número de espiras en el devanado secundario.
P	Potencia.
R_p	Resistencia del devanado primario.
R_s	Resistencia del devanado secundario.
$V_p(t)$	Tensión primaria con respecto al tiempo.
$V_s(t)$	Tensión secundaria con respecto al tiempo.
V	Volts
VA	Voltampere

1.5 Hipótesis

Este proyecto lo realizamos con la finalidad de Mejorar el método de manera variable para obtener un mayor rendimiento de los transformadores de distribución y que el servicio brindado sea el más adecuado evitando fallos y retrabajos.

Por lo tanto, al fomentar los procesos de dicho proyecto el personal hará su trabajo con más calidad y mejor seguridad incrementando el índice de productividad por parte del equipo de distribución.

1.6 Justificación del Proyecto

El presente documento, considera una guía de pruebas a transformadores dentro el proceso de mejora continua para los procesos dentro de la empresa y para el servicio eléctrico para el cliente estos brindaran una optimización adecuada y generaran menos gastos en el proceso ya que debido a los malos procedimientos generan gastos que no se contemplan, mediante la implementación de este método se eliminaran esos gastos.

1.7 Limitaciones

Como se ha visto reflejado a través de la aplicación de pruebas con exactitud en la empresa se busca mejorar el rendimiento de los equipos de distribución, pero conforme a los lineamientos de seguridad e higiene del capítulo 100 para evitar todos los posibles riesgos de accidentes con la finalidad de conservar la integridad física del personal, pero con el desarrollo de herramientas administrativas que existen en la actualidad se ha demostrado que para implementar y así mejorar los procesos adecuados.

Por lo tanto, para el presente trabajo se presentan algunas variantes que podemos definir como posibles limitantes y/o alcances.

Limitaciones: Dentro de la siguiente lista se mencionan algunos factores importantes que delimitan el desarrollo del proyecto de estadía, tales como:

- Tiempo asignado para el proyecto.
- No me dejaron salir a campo.
- Falta de recursos para llevar a cabo la investigación.
- La inspección es difícil en equipos aéreos.
- La interpretación de los resultados requiere técnicos experimentados.

1.8 Alcances:

Alcances: A continuación, se describirá brevemente lo que se desea abarcar en el desarrollo del proyecto actual.

- La realización de este proyecto tiene como finalidad que se prevengan todo tipo de fallas y defectos en su funcionamiento y así se desarrolle un funcionamiento correcto del equipo en marcha, y de esta manera desarrollar los trabajos de manera segura bien hechos en la zona de distribución de Cuitláhuac.
- Con la realización de dicho proyecto se logrará estar con los niveles más bajos en fallas para que alargue su nivel de vida del equipo y así se pueda seguir implementando en diferentes zonas ya que se planea que traiga grandes cambios.

1.9 La Empresa (Comisión federal de electricidad)

CFE y la electricidad en México

La generación de energía eléctrica inició en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil “La Americana”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública.

En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica.

No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas "de arco" en la Plaza de la Constitución, cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México.

Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país; el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

En ese período se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.

Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública.

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas.

En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales.

(Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937).

La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades.

Los primeros proyectos de generación de energía eléctrica de CFE se realizaron en Teloloapan (Guerrero), Pátzcuaro (Michoacán), Suchiate y Xia (Oaxaca), y Ures y Altar (Sonora)

El primer gran proyecto hidroeléctrico se inició en 1938 con la construcción de los canales, caminos y carreteras de lo que después se convirtió en el Sistema Hidroeléctrico Ixtapan tongo, en el Estado de México, que posteriormente fue nombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán.

En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa.

Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, las cuales operaban con serias deficiencias por la falta de inversión y los problemas laborales.

Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

En esa década la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura. Se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal, y se instalaron otras plantas generadoras alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW.

Al finalizar esa década se superó el reto de sostener el ritmo de crecimiento al instalarse, entre 1970 y 1980, centrales generadoras que dieron una capacidad instalada de 17,360 MW.

Cabe mencionar que en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz.

Esta situación dificultaba el suministro de electricidad, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hertz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional.

En los años 80 el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendió a 26,797 MW.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 kms, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

- A partir octubre de 2009, CFE es la encargada de brindar el servicio eléctrico en todo el país.

El servicio al cliente es prioridad para la empresa, por lo que se utiliza la tecnología para ser más eficiente, y se continúa la expansión del servicio, aprovechando las mejores tecnologías para brindar el servicio aún en zonas remotas y comunidades dispersas.

CFE es reconocida como una de las mayores empresas eléctricas del mundo, y aún mantiene integrados todos los procesos del servicio eléctrico.

NUESTRA MISIÓN

Prestar el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente.

VISIÓN AL 2030

Ser una empresa de energía, de las mejores en el sector eléctrico a nivel mundial, con presencia internacional, fortaleza financiera e ingresos adicionales por servicios relacionados con su capital intelectual e infraestructura física y comercial.

Una empresa reconocida por su atención al cliente, competitividad, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de su personal, vanguardia tecnológica y aplicación de criterios de desarrollo sustentable.

Objetivos

- Mantener a la CFE como la empresa del servicio público de energía eléctrica más importante a nivel nacional.
- Operar sobre las bases de los indicadores internacionales en materia de productividad, competitividad y tecnología.
- Ser reconocida por nuestros usuarios como una empresa de excelencia que se preocupa por el medio ambiente, y que está orientada al servicio al cliente.
- Elevar la productividad y optimizar los recursos para reducir los costos y aumentar la eficiencia de la empresa, así como promover la alta calificación y el desarrollo profesional de los trabajadores.

QUIENES SOMOS

La Comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 35.6 millones de clientes al mes de marzo, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos.

La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 211 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 52,862 mega watts (MW), incluyendo productores independientes con 23 centrales (22 ciclo combinado y una Eolo eléctrica) y 32 centrales de la extinta Luz y Fuerza.

El 22.72% de la capacidad instalada corresponde a 25 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE).

En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geos termoeléctricas, Eolo eléctricas y una nucleoeléctrica.

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de sus clientes, la CFE tiene más de 760 mil kilómetros de líneas de transmisión, y de distribución, sin Zona Centro (Ex LFC).

Al cierre de 2011, el suministro de energía eléctrica llegó a más de 190 mil localidades (190,655 rurales y 3,744 urbanas) y el 97.61% de la población utiliza la electricidad.

En los últimos diez años se han instalado 42 mil módulos solares en pequeñas comunidades muy alejadas de los grandes centros de población. Esta será la tecnología de mayor aplicación en el futuro para aquellas comunidades que aún no cuentan con electricidad.

En cuanto al volumen de ventas totales, 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 0.5% restante se exporta.

Si bien el sector doméstico agrupa 88.40% de los clientes, sus ventas representan 23.08% del total de ventas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos de 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas.

El compromiso de la empresa es ofrecer servicios de excelencia, garantizando altos índices de calidad en todos sus procesos, al nivel de las mejores empresas eléctricas del mundo

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

En este capítulo se expone la metodología correspondiente para llevar a cabo las pruebas de elementales en el departamento de distribución zona Cuitláhuac, estableciendo para cada una el objetivo, las consideraciones, los circuitos de conexión y establecer un criterio de aceptación o rechazo en la interpretación de resultados tomando en cuenta lo establecido por la norma CFE-k0000-06, NMX-J-169-ANCE-2015 “Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia - Métodos de Prueba”.

2.1 Pruebas de puesta en servicio

Son las bases 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 encuentra el equipo eléctrico, para determinar su operatividad

2.2 Pruebas de fábrica.

Estas pruebas se clasifican en 3 grupos:

a) Pruebas de prototipo

Son las aplicables a nuevos diseños, con el propósito de verificar si el producto cumple con lo especificado en las normas o por el usuario (NOM-NMX-J-169).

b) Pruebas de rutina

Son pruebas que debe efectuar el fabricante en todos los transformadores de acuerdo con los métodos indicados en esta norma, para verificar si la calidad del producto se mantiene dentro de lo especificado por norma o por el usuario. (NOM-NMX-J-169).

c) Pruebas opcionales

Son las establecidas entre fabricante y usuario, con el objeto de verificar características especiales del producto.

d) Pruebas de aceptación

Son aquellas pruebas establecidas en un contrato que demuestran al usuario que el producto cumple con las normas y especificaciones correspondientes.

2.3 Pruebas de campo.

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

- a) Recepción y/o verificación.
 - b) Puesta en servicio.
 - c) Mantenimiento
-
- a) Recepción y/o verificación. - Se realizan a todo el equipo nuevo o reparado, considerando las condiciones de traslado; efectuando primeramente una inspección detallada de cada una de sus partes; para el caso de los transformadores de potencia se debe considerar una revisión interna de sus devanados.
 - b) Puesta en servicio. - Se realizan 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.
 - c) Mantenimiento. - Se efectúan periódicamente conforme a programas y a criterios de mantenimiento elegidos y condiciones operativas del equipo.

2.4 Prueba de ruptura dieléctrica de aceite.

Objetivo.

Determinar que el aceite del transformador utilizado como medio enfriador, cumple con las características dieléctricas requeridas.

Consideraciones.

La prueba se efectúa con el equipo llamado “probador de aceite”, que consiste de un transformador elevador, un regulador de tensión, un voltmetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón para la prueba. La copa patrón consiste de un recipiente de baquelita ó de vidrio refractado, dentro de la cual se alojan dos electrodos en forma de discos de 25.4 mm de diámetro, separados una distancia entre 2.54 mm y, con las caras perfectamente paralelas.

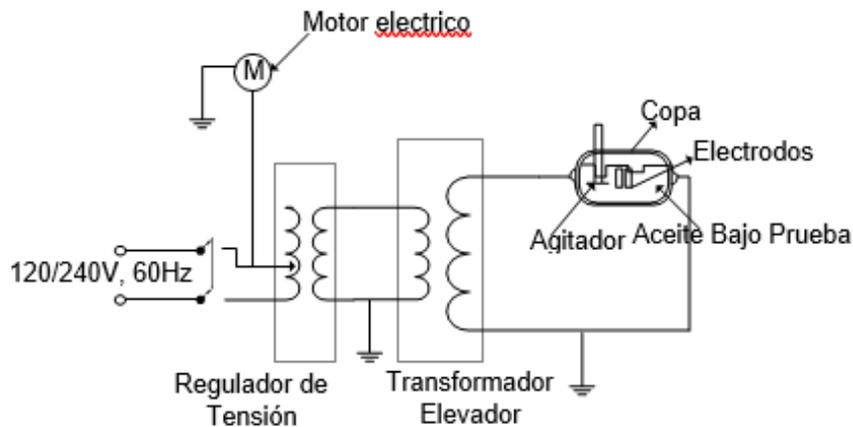
La prueba se lleva a cabo llenando la copa con aceite hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa; posteriormente se cierra el interruptor del aparato, el cual previamente se habrá conectado a una fuente de 127 V. Luego se va incrementando gradualmente la tensión en el aparato con el regulador, aproximadamente a una velocidad de 3 kV por cada segundo, hasta que el aceite contenido entre los electrodos falle; consistiendo esta falla en el brinco del arco eléctrico, entre los electrodos, con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación de la fuente de energía eléctrica.

Mientras se va incrementando el potencial, el operador irá registrando las lecturas en kV alcanzadas hasta cuando ocurra la ruptura de aislamiento; en este momento la prueba concluye y el operador anotará en su registro el valor de los kV más alto alcanzado.

Al vaciar la muestra de aceite en la copa de prueba, está deberá dejarse reposar durante unos tres minutos antes de probarlo, con el objeto de que se escapen las burbujas de aire que puedan estar contenidas en el aceite.

A cada muestra se le efectuarán tres pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra un mínimo de un minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promediarán y el valor obtenido del promedio será el representativo de la muestra. Este promedio es válido siempre que ninguna prueba sea diferente en más de 5 kV, sí existe una variación mayor deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.

Cuando se prueba aceite muy sucio, deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente; posteriormente, tener la precaución al obtener una muestra, ya que, se debe enjuagar la copa dos o tres veces con el mismo aceite por muestrear. Normalmente una rigidez dieléctrica de 18 kV es considerada como baja, 25 kV o mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo soporta normalmente 35 kV



(Figura. - 1) Esquema para la prueba de relación de transformación.

Criterios de aceptación y recomendaciones

Cuando un aceite rompa a menos de 22 kV, se debe proceder a su acondicionamiento por medio de un filtro prensa y una bomba centrífuga para aceite, ó unidad regeneradora de aceite al vacío. Al filtrar un aceite, éste debe subir su rigidez dieléctrica a un valor mínimo de 22 kV para transformadores de distribución no nuevos. Algunas veces, puede suceder que en transformadores que han estado fuera de servicio por mucho tiempo, se encuentren húmedos tanto los devanados como el aceite. Si al filtrar el aceite no se elimina la humedad de los devanados, en este caso, hay que someter las bobinas a un proceso de secado para evitar una falla de aislamiento.

Aunque en el filtro prensa se elimine la humedad, así como partículas finas de sedimentos y carbón, puede ocurrir que después de pasar varias veces al aceite por el filtro no suba su poder dieléctrico al valor deseado, entonces, se recomienda sustituirlo por aceite nuevo.

2.5 Prueba de resistencia de aislamiento.

Objetivo.

Determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador.

Consideraciones

La prueba de resistencia de aislamiento se realiza en fábrica y campo, después de que el transformador ha terminado su proceso de secado y se encuentra a una temperatura entre 0 °C y 40 °C. La prueba se efectúa con un aparato conocido como medidor de resistencia de aislamiento o megóhmetro y comúnmente pero erróneamente llamado “MEGGER”, a una tensión de 1000 V, durante 10 minutos.

El análisis de resultados se realiza con los valores obtenidos y corregidos a 20 °C; El criterio de aceptación o de rechazo es fijado por el fabricante. Así mismo, deberá de analizarse el incremento de la resistencia entre el primer minuto y el décimo minuto. El cociente de dividir el valor de resistencia de aislamiento a 10 minutos y el valor a 1 minuto, dará un número mayor a la unidad, que se conoce como índice de polarización (IP):

$$I_p = R_{\text{aisl.10min.}} / R_{\text{aisl. 1min.}}$$

Los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento se ven afectados por la temperatura ambiente al momento de efectuar la prueba, por lo que se tienen que ajustar empleando ciertos factores de corrección (K), los cuales se pueden tomar de la (tabla 1).

(Tabla 1) Factores de resistencia de aislamiento por temperatura a 20 °C.

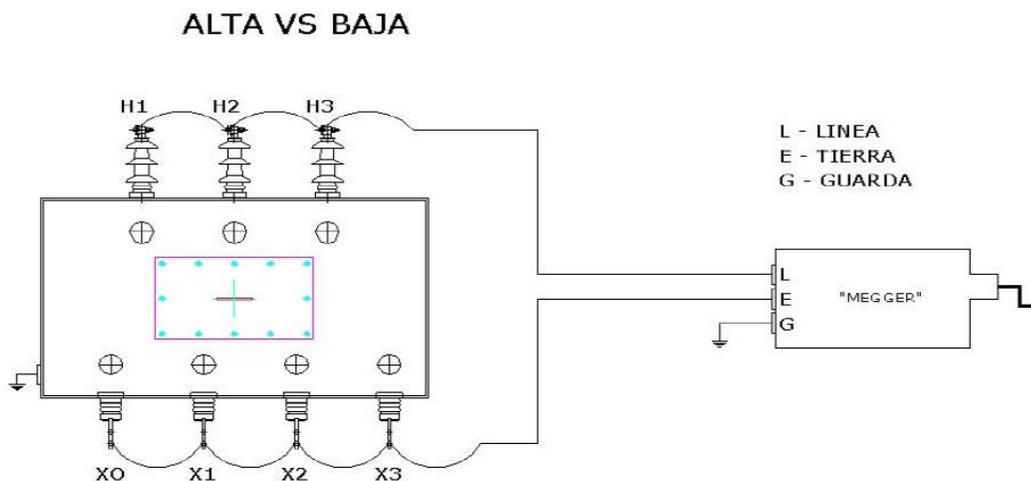
TEMPERATUR A °C	FACTOR "K"	TEMPERATUR A °C	FACTOR "K"
95	89.0	35	2.5
90	66.0	30	1.8
85	49.0	25	1.3
80	36.2	20	1.0
75	26.8	15	0.73
70	20.0	10	0.54
65	14.8	5	0.40
60	11.0	0	0.30
55	8.1	-5	0.22
50	6.0	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

A) Prueba de alta tensión vs. baja tensión

1. conectar en cortocircuito el devanado de alta tensión.
2. conectar a una de las boquillas de alta tensión la terminal del Megger.
3. conectar en cortocircuito el devanado de baja tensión.
4. conectar a una de las boquillas de baja tensión la terminal de tierra del Megger.
5. colocar el conmutador de tensión del Megger de acuerdo con la tensión del devanado a probar, tomando en cuenta que el voltaje de prueba no debe exceder de voltaje de trabajo del devanado sujeto a prueba.
6. anotar la lectura obtenida en un formato específico

7. anotar así mismo en el formato, la lectura multiplicada por la constante correspondiente a la escala de voltaje que se utilizó, dicho factor se encuentra en el selector de voltaje del aparato.
8. como la temperatura influye directamente en la resistencia de aislamiento, esta deberá tomarse en cuenta al hacerse la prueba y corregirse a 20 ° C.
9. anotar el factor de corrección en dicho formato y multiplicarlo por el valor multiplicado de resistencia, lo cual nos dará el dato de prueba.
10. el valor obtenido deberá de cumplir con la regla empírica de 1 megahms / KV correspondiente a la tensión del transformador.

En la (Figura. -2) tenemos un ejemplo de la conexión de alta vs baja.

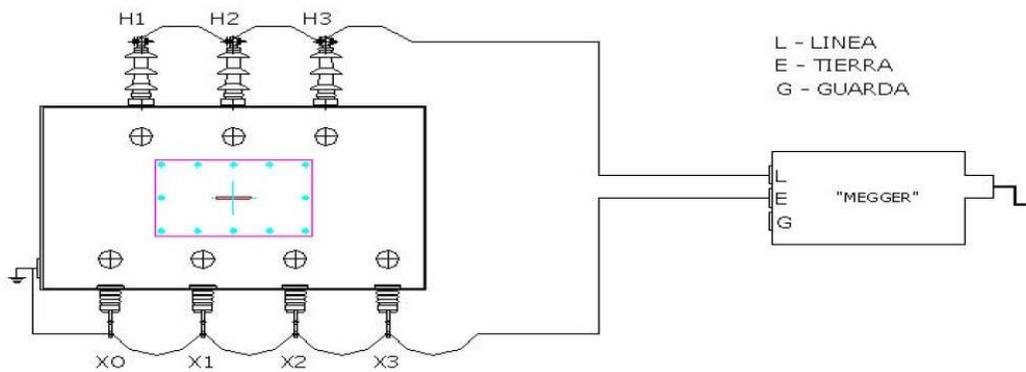


B) Prueba de alta vs baja + tierra

1. . -Conectar en corto circuito todas las boquillas de alta tensión.
2. . -Conectar la terminal de línea a una boquilla de alta tensión.
3. . -Conectar todas las boquillas de baja tensión en corto circuito y a tierra con el tanque del transformador
4. . -Conectar la terminal de tierra a una boquilla de baja tensión.
5. . -Seguir los pasos 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11 del punto A.

En la (Figura. - 3) tenemos un ejemplo de la conexión de alta vs baja+ tierra.

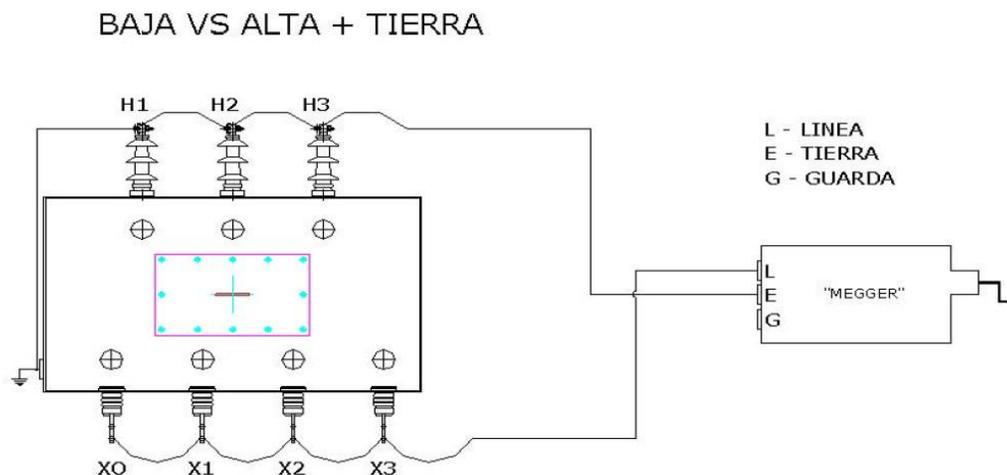
ALTA VS BAJA + TIERRA



C) Prueba de baja tensión vs. alta tensión + tanque a tierra

1. Conectar el devanado de alta tensión en cortocircuito y a tierra con el tanque del transformador.
2. Conectar la terminal de tierra a una boquilla de baja tensión
3. Conectar el devanado de baja tensión en cortocircuito.
4. Conectar la terminal de línea a una de las boquillas de baja tensión
5. Seguir los pasos 5,6,7,8,9,10 y 11 del punto A.

En la (Figura. - 4) tenemos un ejemplo de la conexión de baja vs alta + tierra.



Para evaluar las condiciones del aislamiento de los Transformadores es conveniente analizar la tendencia de los valores que se obtengan en las pruebas periódicas, para facilitar este análisis se recomienda graficar las lecturas.

Para un mejor análisis de los aislamientos las pruebas deben hacerse al mismo potencial, las lecturas corregidas a una misma base (20 °C) y en lo posible, efectuar las pruebas bajo las mismas condiciones ambientales.

2.6 Relación de transformación.

Objetivo

La prueba de relación de transformación determina la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, es decir; determina si la tensión suministrada puede ser transformada exactamente a la tensión deseada.

Consideraciones

La relación de transformación se deduce de dividir el número de vueltas del devanado primario entre el número de vueltas del devanado secundario, o el resultado de dividir la tensión en el devanado primario entre la tensión del devanado secundario, ambas tensiones de línea a neutro de las fases. Matemáticamente, la relación de transformador se puede expresar como:

$$RT = NP/NS = VP/VS = IS/IP$$

Donde:

a: Relación de transformación.

- V1 y V2: Tensiones en las terminales del devanado primario y secundario, V.
- I1 y I2: Corrientes en el devanado primario y secundario, A.

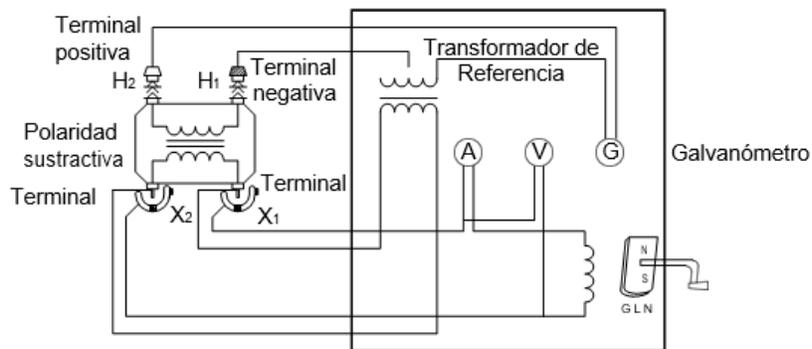
Básicamente existen tres métodos para determinar la relación de transformación de un transformador:

- Métodos de los voltímetros.
- Método de los potenciómetros.
- Método del transformador patrón. Transformer Turn Ratio (TTR).

Solo se mencionará el método del transformador patrón (TTR); ya que es el método más usual y conveniente para determinar la relación de transformación a en un transformador.

Principio de operación del transformador patrón (TTR)

El T.T.R opera bajo el principio de dos transformadores con la misma relación de transformación, que al conectarse en paralelo y ser excitados, con una pequeña diferencia en la relación de alguno, circulará una corriente relativamente grande entre ambos. En la (figura 7) el transformador patrón se conecta en paralelo con el transformador bajo prueba, con un galvanómetro conectado en serie con las bobinas secundarias de ambos transformadores. Al excitar las bobinas primarias y el galvanómetro no detecte deflexión (no circula corriente a través de él), se puede decir que tienen la misma relación de transformación.



(Figura. -7) Esquema para la prueba de relación de transformación.

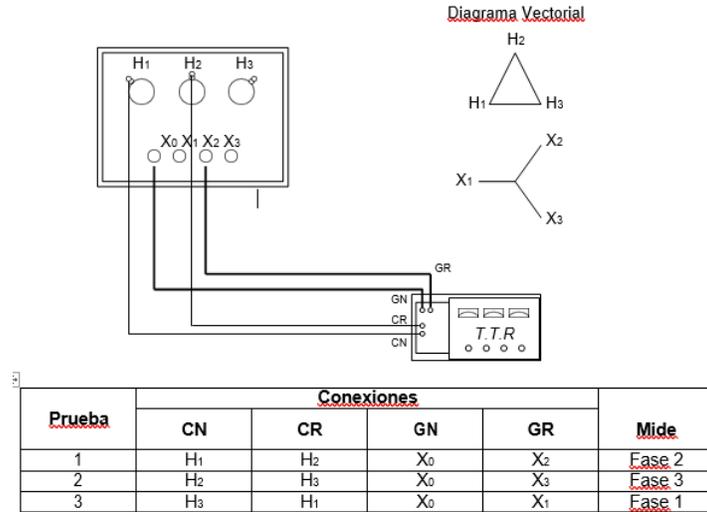
Para equilibrar el galvanómetro en el T.T.R, es necesario variar la posición de los selectores (S1, S2, S3 y S4). Al mover la posición de los selectores, lo que se hace es variar el número de vueltas del devanado secundario del transformador patrón.

Aplicación del T.T.R.

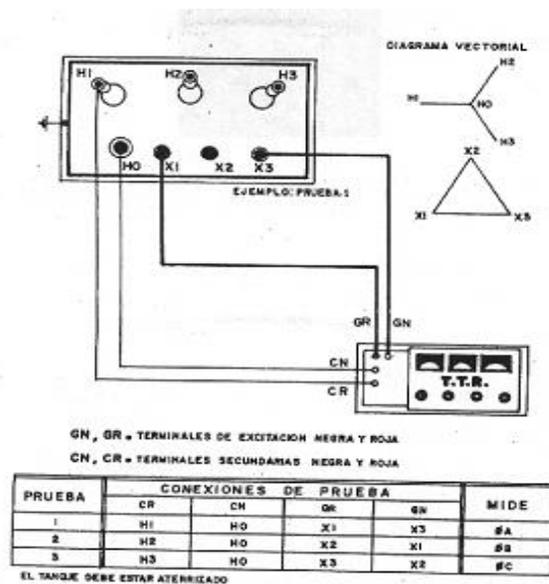
Es un equipo diseñado para mediciones de relación de transformación “a” en transformadores, autotransformadores y reguladores de tensión. En la figura

se muestra las conexiones de prueba, conectando un segundo T.T.R. si se requiere una mayor relación. El T.T.R. es práctico para analizar las siguientes condiciones en los transformadores:

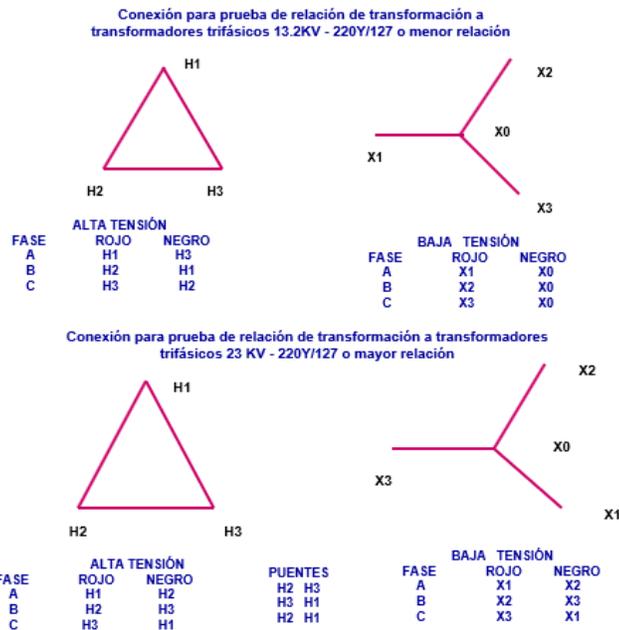
1. Comprobar la relación de transformación en equipos nuevos, reparados o rebobinados.
2. Identificar y determinar terminales, derivaciones (taps) y su conexión interna.
3. Determinar y comprobar polaridad, continuidad y falsos contactos.
4. Pruebas de rutina y detección de fallas incipientes.
5. Identificar espiras en cortocircuito.



(Figura. - 8) Secuencia de conexiones para la prueba de relación de transformación y polaridad, en un transformador delta-estrella.



(Figura. -9) Secuencia de conexiones para la prueba de relación de transformación y polaridad, en un transformador estrella-delta



(Figura. -10) Conexiones del ttr de transformadores trifásicos delta estrella de 13.2 kv-220/120 y de 23kva -220 o mayor relación.

Interpretación de los resultados.

Para interpretar los resultados es necesario calcular el porcentaje de diferencia que existe entre los valores medidos y los teóricos, con ayuda de la siguiente ecuación:

$$\% \text{diferencia} = \frac{\text{valor teórico} - \text{valor medido}}{\text{valor teórico}} \times 100$$

Nota: El porcentaje de diferencia no debe ser mayor al 0.5%.

CAPÍTULO 3. DESARROLLO DEL PROYECTO

En este capítulo se presenta el desarrollo de las pruebas con la finalidad de presentar de forma más detallada como se realizaron en el departamento de distribución de C.F.E. Posteriormente los resultados obtenidos en cada una de las pruebas, serán los que evalúen el buen estado en el que se encuentra el equipo bajo prueba, presentando además un reporte técnico con los valores obtenidos en cada una.

Es de suma importancia, que los trabajos y/o actividades que se vayan a realizar se hagan con la mayor seguridad que se pueda, esto siempre encaminado a preservar la integridad física de uno mismo y de las personas a nuestro alrededor, podemos encontrar las siguientes normas que se refieren al tema de seguridad para trabajos eléctricos; la norma mexicana (NOM-022-STPS-2015) Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad, así como como el capítulo 100 de seguridad e higiene.

A continuación, se en lista una serie de equipos de seguridad que se recomienda usar para prevenir algún tipo de accidente:

- Zapatos dieléctricos.
- Guantes dieléctricos.
- Ropa de algodón.
- Casco tipo E (para uso de eléctricos).
- Lentes de seguridad.

También debemos tomar en cuenta las siguientes recomendaciones de seguridad al momento de realizar trabajos eléctricos:

- Aterrizar todos los equipos que se van a someter a pruebas.
- Nunca realizar un trabajo eléctrico solo.
- Usar Equipo de Protección Personal adecuado y en buen estado en todo momento.
- Quitarse todos los objetos metálicos (cadenas, relojes, anillos, etc.)
- Seguir estas recomendaciones nos ayudarán a realizar los trabajos eléctricos con mayor seguridad y al mismo tiempo disminuir algún tipo de accidente.

3.1 Rigidez dieléctrica del aceite.

Objetivo.

Determinar que el aceite del transformador utilizado como medio enfriador, cumple con las características dieléctricas requeridas.

DESCRIPCION DE LA PRUEBA

- A) Cerciórese que el control gradual de potencial este en cero.
- B) calibre los electrodos del probador a 2.5. mm. (0.1 pulg.)
- C) Conecte el probador a una fuente de alimentación de C.A. de 120 volts
- D) Limpie perfectamente la probeta y electrodos como se menciona anteriormente

- E) Tome una muestra de aceite de la parte inferior del transformador y déjela en la probeta tres minutos hasta que esté en completo reposo sin burbujas (debe tenerse cuidado que el aceite cubra los electrodos).
- F) Tape la probeta con el cristal protector para mayor seguridad.
- G) Mediante el control gradual de voltaje aplique tensión a razón de 3 KV. Por segundo, aproximadamente hasta lograra la ruptura del dieléctrico, registre la lectura correspondiente a la cual se rompió el dieléctrico.
- H) Deje reposar durante un minuto el aceite y aplique nuevamente potencial, repitiendo la operación anterior registre nuevamente la lectura la que se rompió el dieléctrico.
- I) Repita la operación del punto H.
- J) Registre la temperatura ambiente del lugar donde se esté haciendo la prueba.
- K) Vacíe resultados obtenidos en un formato específico
- L) Calcule el valor promedio de tensión a que rompió el dieléctrico (ese promedio será representativo para esa primera muestra).
- M) Repita para otras dos muestras más el proceso de los puntos anteriores.
- N) Calcule el promedio total con la base del promedio de cada una de las tres muestras (ese promedio será el representativo de todo el aceite sujeto a prueba) y si el valor es de 25 KV mínimo, nos indicara que está en condición aceptable.

Desarrollo de la Prueba

Realizada el 02 de marzo del 2018 a la 10:00 horas. Temperatura 20 °C

Método de Prueba: Probador de aceite.

Transformador: 500 kVA. 23 kV/440-254/240-127, 3 Fases, 60 Hertz, Imp. =4.0% a 85 °C a Tensión Nominal. Elevación de temperatura =65 °C, Altitud=2000MSNM, Clase OA. NBAI= AT=150 kV, BT=35 kV, Líquido Aislante =815 Lt, Peso=1920 kg, Hecho en México por Tecnología Electromagnética, AUT. SC. NOMI 10710.

Ya que se cuenta con la muestra de aceite se vierte en la cuba del probador. Se baja la tapa del equipo para cerrar el circuito que forma una jaula de Faraday y se enciende el probador por medio del interruptor principal para que este comience a trabajar.



(Figura. -11) Calibración de electrodos.



(Figura. -12) Prueba de rigidez dieléctrica

El probador de aceites realiza la prueba en la pantalla del equipo la tensión en la cual se presenta el arco eléctrico para las tres lecturas, arrojando al final un promedio de las mediciones tomadas; las cuales se pueden observar en la tabla

(Tabla 2). Lecturas obtenidas en la prueba de ruptura dieléctrica del aceite.

Prueba	Tensión de ruptura (kV)
1	64.7
2	38.6
3	65.3
Promedio	56.2

Como se aprecia la prueba es muy sencilla ya que el encargado de realizarla solo tiene que tomar lecturas y reportarlas. Por otra parte, la muestra de aceite rompió su rigidez dieléctrica a una tensión de 56 kV indicio de que el aceite se encuentra en buenas condiciones y no contiene impurezas ni humedad en su estructura molecular.

3.2 Resistencia de aislamiento

Objetivo

Determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador.

Descripción de la prueba

Antes de iniciar la prueba deben observarse las precauciones siguientes;

- A) El transformador debe estar completamente desconectado de cualquier circuito.
- B) El megger debe colocarse sobre una base firme y nivelada (centrar la burbuja con los tornillos de ajuste). Es muy conveniente, prevenir grandes masas de hierro y campos magnéticos en la vencia del aparato, ya que esto puede ser causa de lecturas incorrectas.
- C) Se deberá verificar y calibrar el aparato, comprobando las posiciones de cero e infinito de la aguja. Para la verificación de infinito, basta con operar el megger durante un tiempo con sus terminales en circuito abierto. Hasta que la aguja tome su máxima posición, que debe ser el infinito.
- D) En caso contrario, debe ajustarse ese valor. La comprobación de cero se hace poniendo en corto circuito las terminales. En caso de no tomar la posición de cero, debe ajustarse.
- E) Tomar en cuenta que la terminal de prueba de línea principalmente se encuentre en buen estado su forro para prevenir posibles fallas en la prueba y por seguridad del personal que la efectuó.
- F) Limpiar la porcelana de las boquillas quitando el polvo, suciedad, etc.
- G) Desconectar los neutros de los devanados al sistema de tierra.

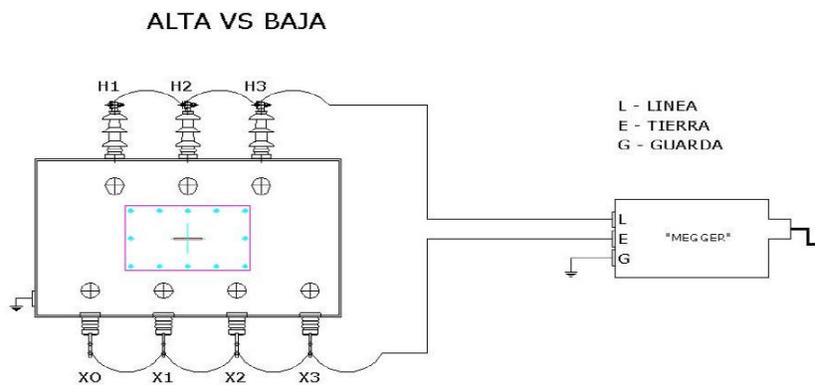
- H) Al terminar la prueba, ponga fuera de servicio el instrumento, regresando el selector al a posición de Discharge y aterrice la parte del equipo probado. Preferentemente efectúe la prueba cuando la humedad relativa sea menor a 20° C.
- I) Tomar lecturas de la resistencia de los devanados cada 15 segundos para el primer minuto de prueba, posteriormente cada minuto hasta completar los 10 minutos de prueba establecidos por la norma.
- J) Calcular el índice de polarización utilizando la ecuación.
- K) Realizar la gráfica de resistencia-tiempo.
- L) Analizar y determinar el estado de los devanados del transformador.

Desarrollo de la Prueba.

Realizada 02 de marzo 12 :00 pm Temperatura 20°C Método de Prueba: Medición con Megóhmetro. Transformador 500 kva Trifásico Delta- Estrella 23 kV/440-254/240-127. Esquema de conexiones para baja tensión contra alta tensión.

A) A.T. vs. B.T.

1. . -Conectar en corto circuito todas las boquillas de alta tensión.
2. . -Conectar la terminal de línea a una boquilla de alta tensión.
3. . -Conectar todas las boquillas de baja tensión en corto circuito y a tierra con el tanque del transformador
4. . -Conectar la terminal de tierra a una boquilla de baja tensión.



(Figura. -13) Conexión de prueba de alta vs baja.

Al realizar la prueba se van tomando lecturas cada 15 s hasta el primer minuto y posteriormente cada minuto hasta completar los 10 minutos de prueba. Las lecturas tomadas para este caso se muestran en la (tabla 3)

(Tabla 3). Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión con el megóhmetro analógico.



Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
15 s	2800
30 s	2900
45 s	3100
1 min.	3500
2 min.	4000
3 min.	4100
4 min.	4200
5 min.	4500
6 min.	4600
7 min.	4700
8 min.	4800
9 min.	5000
10 min.	5000

(Figura. -14) megger analógico

Teniendo un índice de polarización igual a:

$$I_p = 5000 / 3500 = 1.4285$$

(Tabla 4) Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión con el megóhmetro digital.



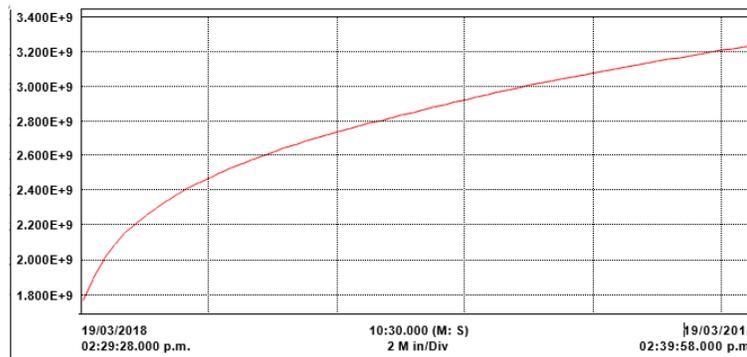
Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
15 s	1896
30 s	2010
45 s	2094
1 min.	2262
2 min.	2475
3 min.	2624
4 min.	2740
5 min.	2836
6 min.	2926
7 min.	3007
8 min.	3078
9 min.	3146
10 min.	3207

(Figura. -15) megger digital

El índice de polarización de acuerdo al megóhmetro digital resulta ser:

$$IP = 1.417$$

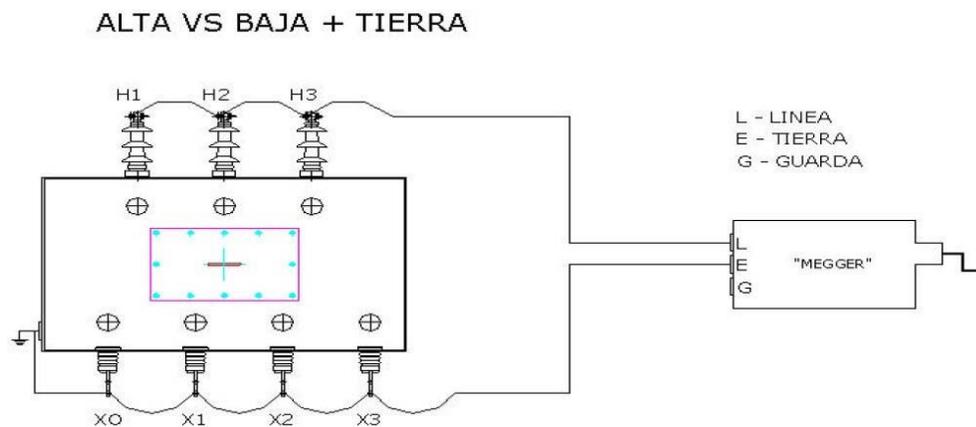
Arrojando la (figura 16) de resistencia contra tiempo:



(Figura. -16) Resistencia vs tiempo. Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión

B) A.T. vs. B.T. + tanque a tierra

1. Conectar en corto circuito todas las boquillas de alta tensión.
2. . -Conectar la terminal de línea a una boquilla de alta tensión.
3. . -Conectar todas las boquillas de baja tensión en corto circuito y a tierra con el tanque del transformador
4. . -Conectar la terminal de tierra a una boquilla de baja tensión.



(Figura. -17) conexión alta vs baja + tierra.

Al realizar la prueba se van tomando lecturas cada 15s hasta el primer minuto y posteriormente cada minuto hasta completar los 10 minutos de prueba. Las lecturas tomadas para este caso se muestran en la (tabla. - 6).

(Tabla 6) Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión más tierra con el megóhmetro analógico.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
15 s	2800
30 s	2850
45 s	2900
1 min.	3100
2 min.	3800
3 min.	3900
4 min.	4000
5 min.	4100
6 min.	4100
7 min.	4100
8 min.	4200
9 min.	4400
10 min.	4500

Calculando el índice de polarización. Se tiene:

$$IP = 45.00 / 31.00 = 1.4516$$

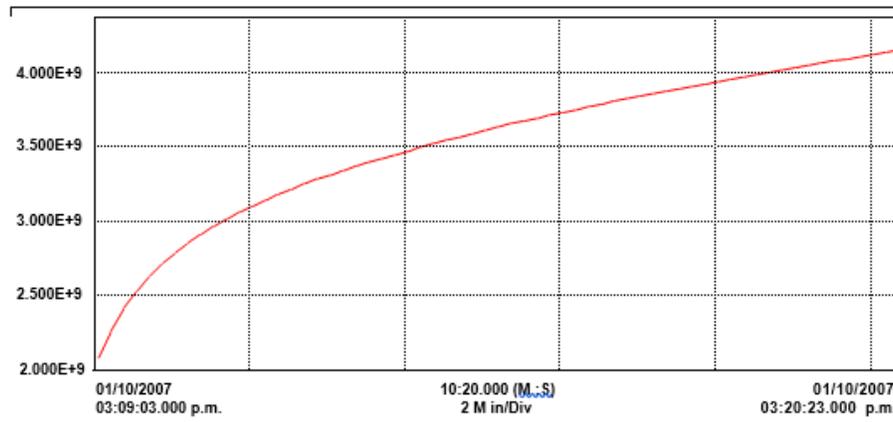
Empleando el megóhmetro digital se obtienen los siguientes resultados mostrados en la (Tabla. - 7)

(Tabla. - 7) Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión más tierra con el megóhmetro digital.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
15 s	2279
30 s	2432
45 s	2548
1 min.	2806
2 min.	3118
3 min.	3326
4 min.	3486
5 min.	3626
6 min.	3745
7 min.	3857
8 min.	3950
9 min.	4042
10 min.	4131

El megóhmetro digital muestra automáticamente el índice de polarización el cual para este caso resulta:

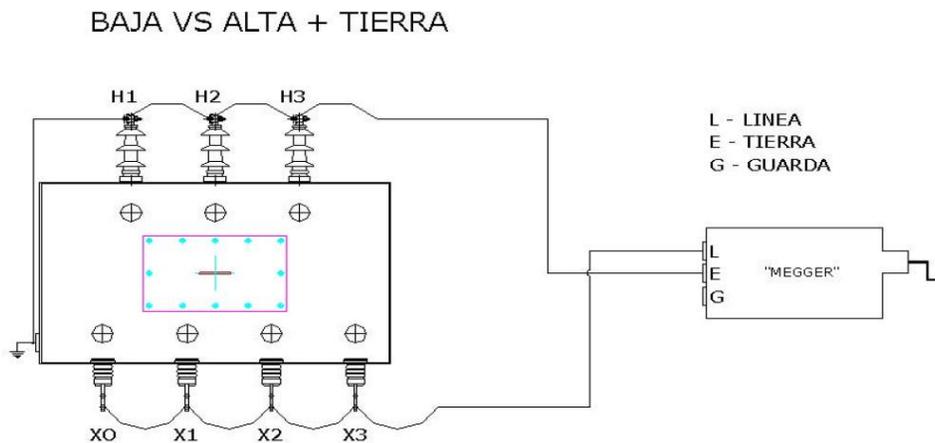
$$IP = 1.4722$$



(Figura. -18). Resistencia vs tiempo. Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión más tierra.

C) BT. vs. AT. + tanque a tierra

1. Conectar el devanado de alta tensión en cortocircuito y a tierra con el tanque del transformador.
2. Conectar el cable de tierra del megger a una boquilla de alta tensión.
3. Conectar el devanado de baja tensión en cortocircuito.
4. Conectar la terminal de línea a una de las boquillas de baja tensión



(Figura. -19) conexión baja vs alta + tierra

(Tabla. - 8). Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra con el megóhmetro analógico.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
15 s	1500
30 s	1700
45 s	1800
1 min.	2100
2 min.	2400
3 min.	2500
4 min.	2700
5 min.	2800
6 min.	2800
7 min.	2900
8 min.	2900
9 min.	3000
10 min.	3000

$$I_p = 30.00 / 21.00 = 1.4285$$

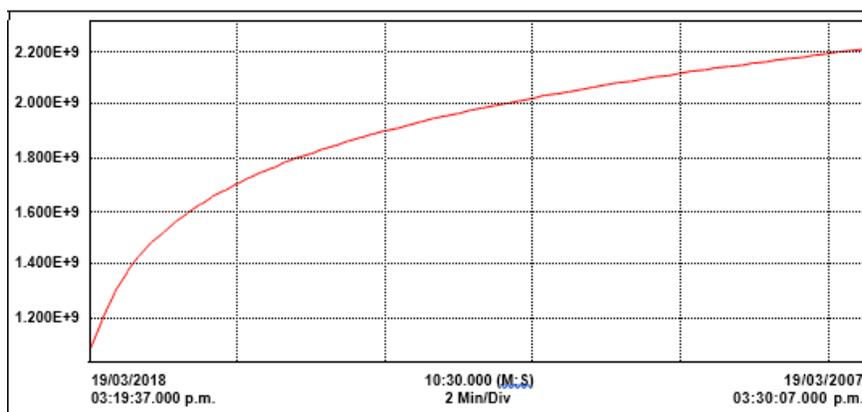
Las mediciones se repiten, pero ahora con el megóhmetro digital y los resultados se muestran en la (tabla 9)

(Tabla. - 9). Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra con el megóhmetro digital.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
15 s	1194
30 s	1297
45 s	1374
1 min.	1522
2 min.	1700
3 min.	1813
4 min.	1896
5 min.	1963
6 min.	2019
7 min.	2069
8 min.	2112
9 min.	2151
10 min.	2186

El megóhmetro digital muestra automáticamente el índice de polarización el cual resulta ser:

$$I_p = 1.436$$



(Figura. - 20). Resistencia vs tiempo. Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra

Los valores del índice de polarización obtenidos con los dos megóhmetros son muy aproximados, debido a que las lecturas tomadas en el analógico difieren a las de la digital por cuestiones de exactitud al momento de tomar las lecturas (error de paralelaje); y por antigüedad y calibración de los equipos. En las figuras anteriores se observa que la resistencia de aislamiento de los devanados se incrementa a causa del potencial aplicado.

Tomando en cuenta que en las tres pruebas hechas tanto para el megóhmetro analógico y digital el índice de polarización resulta ser aproximado, el cual de acuerdo con la norma NMX-J-169-ANCE-2015 “Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia - Métodos de Prueba”. Se puede considerar que los devanados del transformador bajo prueba contienen un grado de humedad alto y que por este motivo es muy probable que presenten una falla próxima.

3.3 Relación de Transformación (TTR)

Objetivo.

Determinar por medio del método del transformador patrón (T.T.R), la relación de transformación del equipo bajo prueba.

Comprobación del Medidor de Relación de Transformación

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

Hay tres formas para la comprobación del correcto funcionamiento del medidor, con estas, se detecta en forma rápida, cualquier alteración en las partes más vulnerables como son:

Las terminales y sus conectores, el circuito detector y los medidores.

El medidor cuenta con cuatro terminales para realizar las pruebas, dos de ellas denominadas de excitación (X1, X2). (Fig.3.9), se identifican, porque el conductor es de sección grande y en sus extremos tiene un conector tipo C con tornillo para su sujeción y conducción, las otras dos terminales, se identifica porque el conductor es de sección pequeña y se denomina secundarias (H1 H2). (Fig.4.0) y en sus extremos tiene conectores tipo mordaza.



(Figura. - 21). Terminales de excitación.



(Figura. -22). Terminales secundarias.

Comprobación de Balance

- A) Colocar los selectores en cero. Conectar entre sí H1 y H2. (Fig.4.0) Asegúrese que los tornillos de los conectores C (X1, X2) no hagan contacto con el tope ni se toquen entre sí.



(Figura. - 23) Selectores del TTR.

- B) Gire la manivela del generador hasta obtener 8 volts de excitación. Observe el galvanómetro detector, la aguja deberá permanecer al centro de la escala sobre la marca del cero.
- C) Si es necesario, ajuste a cero la aguja con un destornillador manteniendo los 8 volts de excitación, suelte la manivela y observe el galvanómetro detector. La aguja puede quedar ligeramente desviada de la marca cero, si esta es mayor que 1/16, consultar el manual del medidor en la sección de mantenimiento.
- D) Comprobación de la relación cero en las terminales de excitación (X1, X2), apriete los tornillos hasta el tope, hasta que hagan buen contacto con la cara opuesta, si es necesario coloque una arandela de cobre.
- E) Mantenga separadas las terminales X1 y X2 y deje las terminales H1 y H2 conectadas entre sí y los selectores en cero. Gire la manivela hasta obtener 8 volts, mientras gira observe el galvanómetro, ajuste el cuarto selector hasta lograrlo, manteniendo los 8 volts de excitación. El cuarto selector deberá indicar una desviación no mayor de 1/2 división. Esta comprobación puede hacerse aun cuando las terminales de excitación se tengan conectadas a un transformador bajo prueba.

Comprobación de Relación Unitaria

Efectúe el mismo proceso para las terminales de excitación del punto anterior. Conecte 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. Coloque los selectores en la lectura 1.000. Gire la manivela hasta obtener 8 volts de excitación y simultáneamente observe el galvanómetro, si la lectura no es uno exactamente ajústala con el cuarto selector sin dejar de girar la manivela.

Si el cuarto selector indica lectura menor de cero, cambie los selectores hasta obtener una lectura de 0.9999; otra vez ajuste el cuarto selector hasta que la aguja marque cero. El equipo deberá leer 1,000 con casi la mitad de una división en el cuarto selector.

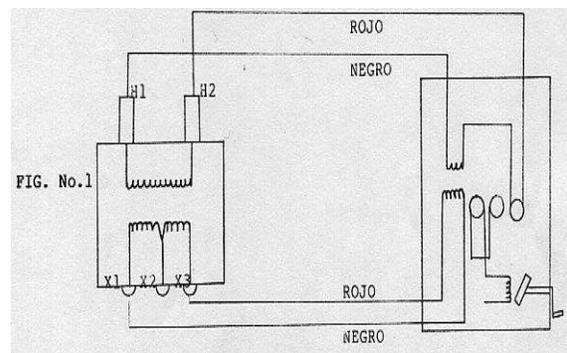
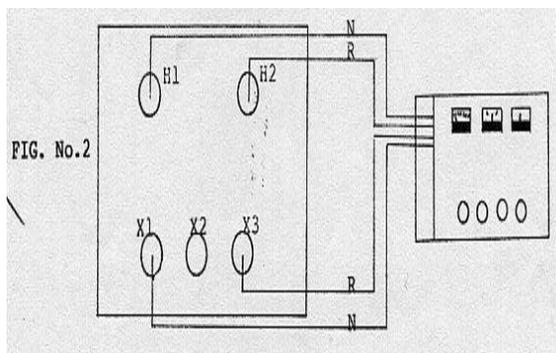
Comprobación de polaridad

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

Es importante asegurarse que el transformador por probar esté totalmente desconectado y desenergizado. Habiendo observado los ajustes y precauciones anteriores se procede a conectar el transformador de la siguiente forma.

1 prueba a transformador monofásico de 13.2 kv-240/120 v o menor voltaje.

Las terminales de excitación del TTR X1 (roja) y X2 (negra) se conectan al devanado de baja tensión (X1, X2, X3) de los dos devanados a comprobar y la terminal H1 (roja) del TTR a la correspondiente X1 (roja), la H2 (negra) se conecta a la otra toma del transformador (H1, H2). (Figura 24 y 25)



(Figuras. - 24 y 25) diagrama de conexión de un transformador monofásico de 13.2 kv-240/120v.

b) Las perillas de TTR deben estar en cero y se da una vuelta a la manivela del generador; si el galvanómetro se flexiona hacia la izquierda, la conexión del transformador es sustractiva. En caso de flexionarse hacia la derecha la aguja del galvanómetro, la conexión del transformador será aditiva. Con esto queda determinada la polaridad del transformador. Entonces las terminales del mismo color se conectan a las terminales de la misma polaridad.

c) Calcular la relación aproximada del transformador, de acuerdo a los datos de placa, con la finalidad de colocar las perillas de dicho valor aproximadamente para facilitar y abreviar el tiempo de prueba. Por ejemplo, un transformador de 13.2 KV-240/120 V su relación aproximada a voltaje nominal 13200 V. será 55.00, con lo cual la primera perilla se pondrá en el valor de 0.

d) Gire lentamente la manivela observando el galvanómetro, el cual debe flexionarse a la izquierda, también se observa el voltímetro.

Deben seguirse dando pasos ascendentes al primer voltaje, sin dejar de accionar la manivela, hasta que la deflexión del galvanómetro sea a la derecha entonces se debe dejar en la posición anterior a que eso suceda la primera perilla, una vez que incrementadas las revoluciones de la manivela se logre alcanzar el valor de 8 volts en el voltímetro.

e) En caso de que al iniciar la prueba como se menciona en el punto d) y al girar la manivela tome mucha corriente de excitación y esta no se reduzca al bajar de posición la perilla, esto quiere decir que existe una falla en el devanado que se está probando, encontrándose éste abierto.

f) Se procede a girar la manivela de nuevo para buscar la posición de la segunda perilla, siendo esto en igual forma que la primera perilla.

Igualmente se debe hacer lo anterior para obtener las lecturas de la tercera y cuarta perilla, siendo la lectura sobre el panel la rotación de transformación buscada.

h) Esta operación deberá efectuarse en cada una de las posiciones de los cambiadores de derivación para obtener la relación de transformación de cada una de dichas posiciones.

i) Anotar los valores obtenidos, habiendo anotado de antemano los valores de voltaje de placa del transformador.

j) Obténgase la relación de transformación de placa.

k) Obtener la diferencia en porciento de la relación de placa contra la relación medida por el TTR, tomando en cuenta que no deberá variar la primera en + 0.5% de los datos de placa.

2 prueba a transformador trifásico de 13.2 kv-220y/127 o menor voltaje.

a) Las terminales de excitación del TTR (roja) y (negra) se conectan, la primera en X1 y la segunda en X0. Y las terminales secundarias (roja) y (negra) se conectan respectivamente en H1 y H3 que es la conexión para la fase A.

b) Para la fase B se conecta el TTR de la siguiente forma: las terminales de excitación rojo en X2 y negro en X0 y las terminales secundarias rojo en H2 y negro en H1.

- c) Para la fase C, se conecta el TTR de la siguiente forma: las terminales de excitación rojo en X3 y negro en X0 y las terminales secundarias rojo en H3 y negro en H2.
- d) Una vez conectado el transformador al TTR como se indicó para cada fase, se tomará las lecturas con el procedimiento descrito en los puntos b, c, d, e, h, i, j, k, del inciso 1, para cada una de las posiciones de los cambiadores de derivación.

Prueba a transformador trifásico de 23 kv-220y/127 v o mayor voltaje.

a) Para efectuar esta prueba con el equipo sin transformador auxiliar, es necesario tomar dos devanados de baja tensión contra un devanado de alta tensión, para la relación de transformación sea de 1.2, con la finalidad de que se pueda obtener la lectura en el TTR, ya que este equipo solo puede dar una relación de 130.000, siendo mayor relación la de los transformadores con las características mencionadas.

Por lo tanto, la lectura que se obtenga en el TTR se deberá multiplicar por dos para obtener la relación total.

- b) Para probar la fase A conectar las terminales secundarias rojo en H1 y negro en H2 de A. T. puentando H2 y H3 de A. T. conectar las terminales de excitación rojo en X1 y negro en X2 B. T.
- c) Para probar la fase B, conectar las terminales secundarias rojo en H2 y negro en H3 de A. T., puentando H3 y H1 de A. T. Conectar las terminales de excitación roja en X2 y negra en X3 de B. T.
- d) Para probar la fase C, conectar las terminales secundarias rojo en H3 y negro en H1 de A. T., puentando H2 y H1 de A. T. Conectar las terminales de excitación rojo en X3 y negro en X1 de B. T.
- e) Una vez conectado el transformador al TTR como se indicó para cada fase se tomarán las lecturas con el procedimiento descrito en los puntos b, c, d, e, h, i, j, k, del inciso 1, para cada una de las posiciones de los cambiadores de derivación.

Fallas que se puedan detectar con el TTR.

1.- Corto circuito en devanados

Este tipo de fallas las podemos detectar por las siguientes características que se presentan en las carátulas del medidor:

- a) Se eleva mucho la corriente.
- b) No toma nada de voltaje.
- c) El detector no se nivela.

2.- Puntas abiertas

- a) No toman nada de corriente.
- b) Toma mucho voltaje.
- c) El detector se para en el centro.

3.- Polaridad aditiva

- a) Presenta las mismas características que el corto circuito

4.- Funcionamiento normal

- a) Se observa que toma un poco de corriente según el equipo.
- b) Toma un voltaje normal que es un poco menos de 8 volts.
- c) El detector tiende a irse a un lado o al otro hasta nivelarse.

Desarrollo de la prueba.

Realizada el 02 de marzo del 2018 a las 14:18 horas. Temperatura: 20°C Método de Prueba: Método del Transformador Patrón (T.T.R). Transformador 500kva Trifásico Delta- Estrella 23 kV/440-254/240-127. Este transformador cuenta, con cinco taps, cada uno es de $\pm 2.5\%$ la tensión de línea a neutro por el lado de alta tensión.

Ilustrativamente se hace el cálculo para el primer tap y repitiéndose para los restantes.

Tap 1(23000+5%) Teórico

$$a = V1/V2 \quad a = 24150 /254 = 95.078$$

tap 2 (23000+2.5%) Teórico

$$a = V1/V2 \quad a = 23575 /254 = 92.814$$

tap 3 (23000) Teórico

$$a = V1/V2 \quad a = 23000 /254 = 90.555$$

tap 4 (23000-2.5%) Teórico

$$a = V1/V2 \quad a = 22425 /254 = 88.287$$

tap 5 (23000+5%) Teórico

$$a = V1/V2 \quad a = 21850 /254 = 86.023$$



(Figura. -26) TTR



(Figura. -27) calculadora

(Tabla 10) Relación de transformación para cada Tap.

Tap	Relación de transformación (a)
1	95.078
2	92.814
3	90.555
4	88.287
5	86.023

Al realizar las mediciones respectivas para cada tap del transformador, de acuerdo a la secuencia, en cada fase obtuvieron las lecturas registradas en la (tabla 10) Informe de la prueba de relación de transformación.

En esta parte se requiere calcular el porciento de diferencia con ayuda de la ecuación que pusimos en la metodología registrando los resultados en la tabla 10.

Mostrándose el ejemplo del tap 1 en la fase A.

$$\%Diferencia = 95.078 - 95.078 / 95.078 = x 100 = 0.000$$

Para obtener la relación mínima y máxima, se resta y se suma el 0.5% a la relación nominal respectivamente.

Informe de la prueba de relación de transformación

(Tabla 11) Informe de la prueba de relación de transformación

# de Tap	Medida			Calculada			% de Diferencia		
	Fase A	Fase B	Fase C	Relación Mínima	Relación Nominal	Relación Máxima	Fase A	Fase B	Fase C
1	95.078	95.032	95.008	94.602	95.078	95.553	0.000	-0.048	-0.073
2	92.810	92.814	92.781	92.349	92.814	93.278	-0.004	0.000	-0.035
3	90.530	90.529	90.508	90.098	90.551	91.003	-0.023	-0.024	-0.047
4	88.240	88.267	88.225	87.845	88.287	88.728	-0.053	-0.022	-0.070
5	85.959	85.969	85.944	85.592	86.023	86.453	-0.074	-0.062	-0.091

De esta prueba se puede concluir que el transformador probado presenta una relación de transformación aceptable ya que en ninguna fase y para cada paso del tap no existen diferencias mayores a la establecida por la norma que es del 0.5%. Por otra parte, se comprueba que no hay devanados con polaridades encontradas, derivaciones sin continuidad o en cortocircuito.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

4.1 Resultados

Gracias a estas pruebas realizadas y al diagnóstico obtenido tenemos que tener en cuenta que el transformador se encuentra en una etapa crítica inicial (presencia de humedad y suciedad) en los aislamientos esto en base a las normas CFE-k0000-06 con referencia NMX-J-169-ANCE-2015. Se puede considerar que los devanados del transformador bajo prueba contienen un grado de humedad alto y que por este motivo es muy probable que presenten una falla próxima.

4.2 Trabajos Futuros (programa de mantenimiento)

Con el fin de tener un control efectivo y medio que garantice datos precisos y confiables, tanto con el cumplimiento del programa de mantenimiento como de los resultados obtenidos es conveniente el empleo de formas o registros que contengan datos específicos de cada Transformador.

A continuación, se muestra un programa de mantenimiento preventivo, basado sobre guías preliminares, tanto el programa como el tipo de guías y registros, pueden adaptarse a casos particulares de acuerdo con: el tipo de datos que se desean conocer y los elementos de los que dispone para obtener, así también del tiempo que pueda disponer el Transformador para realizar en él las pruebas.

Tabla 12: Inspecciones de mantenimiento e intervalos mínimos de prueba para Transformadores de Distribución y equipos asociados.

Contenido

	INSPECCIÓN VISUAL Y/O PRUEBAS. INSPECCIÓN DE RUTINA.
AL INICIAR LA OPERACIÓN.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Voltajes y corrientes de carga del Transformador. 2. Temperatura ambiente del líquido aislante o aceite en los devanados. 3. Temperatura de entrada y salida del aceite (Aceite Forzado). 4. Presión de gas en cámara de expansión, esta debe variar con los cambios en la carga y temperatura ambiente. 5. Verificar los índices de los relevadores de protección; registrar y restablecer. 6. Verificar funcionamiento de bombas y ventiladores auxiliares. 7. Verificar que las luces indicadoras de los interruptores funcionen en todos los circuitos de disparo.
SEMANAL	<ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar que no haya fugas de aceite. 2. Verificar el nivel de aceite del tanque y las boquillas. 3. Revisar que las rejillas de los ventiladores estén libres de polvo y/o material depositado.
MENSUAL	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inspeccionar todos los indicadores, boquillas, accesorios y tubos de enfriamiento 2. Verificar la condición general del cambiador de derivaciones y el registro del número de operaciones (aplica solo en cambiadores que tengan contador). 3. Revisar la operación de las alarmas de protección (presión y temperatura).
TRES MESES	<ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar calidad del aceite (Para TR con valores de temperatura de líquido aislante o aceite entre 90°C y 100°C). 2. Verificar si se ha disparado el dispositivo de alivio de presión de aceite. 3. Realizar una inspección externa de los equipos de interrupción, abrir las puertas de los interruptores y observar la parte de atrás de los medidores. Revisar limpieza, humedad, sobrecalentamiento o fugas de aceite o agua.

SEIS MESES	<ol style="list-style-type: none"> 1. Elaborar pruebas de aceite, para temperaturas promedio de 80°C.*** 2. Inspeccionar las boquillas, aisladores y apartarrayos, debe estar libre de grietas, contaminación, partículas extrañas, etc. Revisar que toda la herramienta no este flojo. 3. Revisar el sistema de tierras, inspeccionando que las conexiones no estén flojas o corroídas. 4. Verificar el funcionamiento del relevador de presión súbita (sí aplica). ***
ANUAL	<ol style="list-style-type: none"> 1. Elaborar pruebas de aceite, para temperaturas promedio menores a 80°C. 2. Realizar una inspección infrarroja. Para localizar posibles puntos calientes a consecuencia de conexiones flojas, porcelanas rotas, etc. 3. Inspeccionar las terminales de cable de los interruptores y realizar limpieza. 4. Inspeccionar si existe alguna deformación o cercanía a partes metálicas aterrizadas de los cables del Transformador. 5. Realizar pruebas de resistencia a tierra, verificar que haya buena resistencia a tierra del sistema (el valor debe ser menor a 5 ohms). 6. Revisar si existen disparos en relevadores de protección, probar calibración, etc. 7. Realizar pruebas del Factor de Potencia de las boquillas llenas de aceite (cada 2 años).

- En unidades donde existiera algún problema de corrosión, humedad, vibración o polvo excesivo se recomienda hacer más frecuente la inspección de mantenimiento.
- Las pruebas energizadas se deben realizar con anticipación a un corte programado.
- Todas las recomendaciones asumen el uso de enfriamiento auxiliar, de no ser así se deberá aumentar la frecuencia de las pruebas. Referirse también a las Tablas 12 y 13.
- Solo personal autorizado deberá realizar estas pruebas

Tabla 13: Frecuencia de mantenimiento recomendada con corte programado de energía en Transformadores de Distribución y equipos asociados.

INTERVALO	INSPECCIÓN VISUAL Y/O PRUEBAS INSPECCIÓN DE RUTINA
ANUAL* OPCIONAL	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inspección de interruptores, aspirado y lubricación de los mecanismos del interruptor. 2. Inspección a través del registro hombre de la tapa, especialmente a boquillas, también por si hay humedad, oxidación por depósito de lodo. 3. Dispositivos de protección contra sobre voltajes, inspección visual, limpieza y reparación. 4. Ventiladores y bombas de enfriamiento auxiliar (reforzamiento completo). 5. Pruebas de disparo de los interruptores. 6. Factor de potencia de interruptores de aceite, así como de boquilla. 7. Cambiador de derivaciones, inspección externa de partes accesibles por si existen fugas en el sello, corrosión, desgaste y holguras. 8. Reparaciones menores: Ajustar tornillería, reemplazar empaque, reparar juntas soldadas débiles, retoques de pintura, etc. 9. Pruebas eléctricas básicas, incluyendo factor de potencia y resistencia del aislamiento (MEGGER). 10. Limpiar con chorro de polvo las boquillas y aisladores para ambientes contaminados. Especialmente si se trata de óxidos metálicos o químicos (recubrir con silicón).
TRES AÑOS	<ol style="list-style-type: none"> 1. Los 10 puntos de inspección visual. 2. Limpieza completa de interruptores, inspección y lubricación de todos los dispositivos asociados, incluyendo alumbrado, buses, desconectores y aisladores, efectuar pruebas a interruptores de aire de alta corriente, resistencia de contacto y del aislamiento. 3. Revisión de pintura y corrección en su caso.
SEIS AÑOS	<ol style="list-style-type: none"> 1. A cables aislados. Prueba de alto potencial en C.D. y detección de fallas. 2. Inspección del Transformador descubierto, bajando al nivel de aceite inspección detallada de todas las partes mecánicas y eléctricas accesibles, especialmente contactos del cambiador y conexiones flojas. 3. Todos los puntos de inspección visual.

Los 10 puntos deberán efectuarse cada dos o tres años, dependiendo de la situación particular de la planta. Las pruebas eléctricas del punto (9) se deben hacer por lo menos cada 5 años.

4.3 Recomendaciones

Es muy importante resaltar que cuando el transformador sale de la fábrica se deben tener en cuenta precauciones como las maniobras para montar el transformador en un lugar correcto y seguro, es por eso por lo que se recomienda que se use el equipo adecuado para la maniobra correspondiente.

Esta tesis puede ser usada como una guía para realizar las pruebas correspondientes a los transformadores de distribución, debido a que los procedimientos están descritos de acuerdo con las normas correspondientes, pero aun así es recomendable que las pruebas eléctricas a los Transformadores se realicen supervisado por el personal que cuente con los conocimientos necesarios para ayudar a que el procedimiento y los resultados sean lo más confiables que se pueda. Esta recomendación se hace en base a que por el aspecto de seguridad siempre es recomendable que las pruebas se realicen con el personal capacitado para evitar incidentes o incidentes al personal involucrado.

4.4 Conclusiones

Debido al creciente uso del Transformador recae la importancia de conocer más a fondo esta máquina tan importante en la actualidad y analizarla desde lo más básico en su funcionamiento hasta saber cuáles son los métodos de prueba a los que se someten los Transformadores; así como saber que estos procedimientos de prueba ya están establecidos en las normas nacionales.

Cada persona entiende de manera adecuada a su forma de ser, la aplicación de este proyecto ha de mejorado la forma de entender de las personas que lo realizan para que así tengan una manera más fácil y sencilla de entender un procedimiento de pruebas a transformadores de distribución, así como también conocer el plan de trabajo y los procesos a realizar para un trabajo de calidad en caso de ser necesario con la seguridad adecuada.

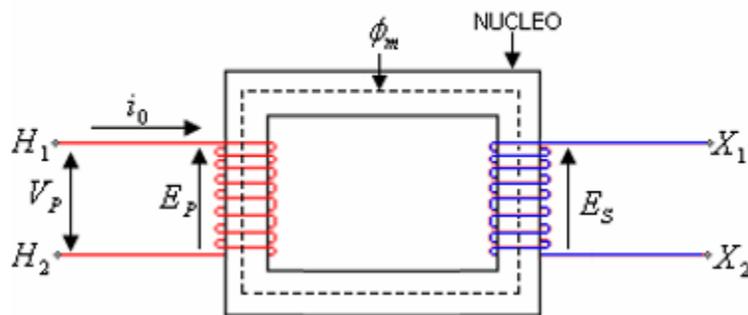
ANEXOS

Principios de operación del transformador.

Para explicar el principio de funcionamiento del transformador en vacío se ha utilizado el concepto de la ley de Faraday donde se menciona su operación de la siguiente forma.

En la figura 28 se observa que en el devanado "primario" recibe una tensión V_P que hará circular, por ella, una corriente alterna. Esta corriente inducirá un flujo magnético en el núcleo de hierro. Como el devanado "secundario" está arrollado sobre el mismo núcleo de hierro, el flujo magnético circulará a través de las espiras de éste. Al haber un flujo magnético que atraviesa las espiras del "secundario" se generará por el alambre del secundario una tensión E_S .

La razón de la transformación de tensión entre el devanado "primario" y el "secundario" depende del número de vueltas que tenga cada uno.

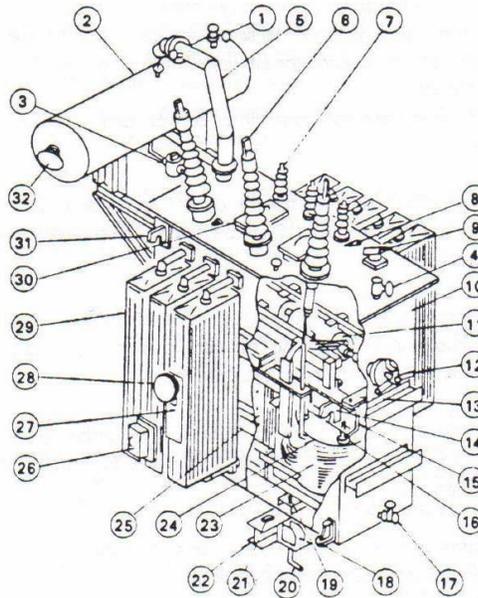


(Figura. - 28) Diagrama del Transformador elemental.

Partes constitutivas del transformador

Para conocer físicamente a los transformadores es necesario mencionar las partes principales y auxiliares que lo conforman, las cuales se muestran en la siguiente figura:

(Figura. -29) Diagrama Físico del transformador de potencia.



- | | |
|---|--|
| 1. Válvula de filtro de aceite | 17. Válvula de drenaje de aceite |
| 2. Tanque concertador | 18. Rieles de enlace |
| 3. Relevador de buchholz | 19. Tope |
| 4. Válvula de filtro de aceite | 20. Tornillo de base |
| 5. Ducto de válvula de alivio | 21. Terminal de tierra |
| 6. Boquillas de alta tensión | 22. Base de apoyo o rolar |
| 7. Boquillas de bata tensión | 23. Bobina |
| 8. Ganchos de suspensión | 24. Placa de presión de bobina |
| 9. Terminal | 25. Núcleo |
| 10. Tanque | 26. Caja de terminales para dispositivos de protección |
| 11. Cambiador de derivaciones | 27. Placa de datos |
| 12. Manija del cambiador de derivaciones | 28. Carátula del termómetro |
| 13. Sujeción del núcleo y bobinas | 29. Radiadores |
| 14. Gancho de sujeción de núcleo y bobinas ensamble | 30. Agujero de inspección |
| 15. Herraje | 31. Gancho de levantamiento |
| 16. Tornillo de presión de aceite | 32. Carátula de nivel de aceite |

Clasificación de transformadores

Los transformadores constan de dos partes esenciales el núcleo y los devanados, relacionados con otros elementos destinados a las conexiones mecánicas y eléctricas entre las distintas partes del sistema de enfriamiento y la protección de la máquina en general. En la construcción de transformadores existen aspectos que establecen diferencias entre tipos de transformadores, como por ejemplo el sistema de enfriamiento o bien en términos de su potencia y voltaje para aplicaciones, por lo cual se realiza la siguiente clasificación.

Tabla 14.- Clasificación de los Transformadores.

Clasificación de los Transformadores	a).-Por su núcleo	1.-Tipo columna (no acorazado) 2.-Acorazado 3.-Envolvente 4.-Radial.
	b).-Por numero de fases	1.-Monofásico 2.-Trifásico
	c).-Por el numero de devanados	1.-Dos devanados. 2.-Tres devanados.
	d).-Por medio refrigerante	1.-Aceite. 2.-Aire. 3.-Liquido inerte
	e).-Por el tipo de enfriamiento	1.-OA. 2.-OW 3.-OW/A 4.-OA/AF 5.-OA/FA/FO 6.-FOA 7.-OA/FA/FOA 8.-FOW 9.-A/A 10.-AA/FA
	f).-Por las conexión de sus devanados	1.- Δ - Δ 2.- Δ -Y 3.- Y- Y 4.- Y- Δ
	g).-Por la operación	1.-De Potencia 2.- Distribución 3.-Instrumento 4.- Horno Eléctrico 5.- Ferrocarril 6.-Elevador 7.-Reductor 8.-Transferencia
	h).-Por la regulación	1.- Regulación fija 2.- Regulación variable con carga 3.- Regulación variable sin carga

O=Aceite; A=Aire; W=Agua; F=Forzada; Δ = Delta; Y=Estrel

La capacidad nominal de un Transformador son los kilovoltamperes (kVA) que el devanado secundario debe suministrar en un tiempo especificado (continuo o limitado) a su tensión y frecuencia nominales y de acuerdo a la NMX-J-409. A continuación, se indican las capacidades nominales preferentes en kVA:

1. Transformadores Monofásicos.

25 kVA	37.5 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA	167 kVA
--------	----------	--------	--------	---------	---------

2. Transformadores Trifásicos.

30 kVA	45 kVA	75 kVA	112.5 kVA	150 kVA	225 kVA	300 kVA
500 kVA	750 kVA	1000 kVA	1500 kVA	2000 kVA	2500 kVA	

BIBLIOGRAFÍA

CFE-k0000-06 (gerencia de distribución Transformadores, Autotransformadores y Reactores de Potencia.)

IEC 60076 - 3 Power Transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air. (Transformadores de Potencia – Parte 3: Nivel de Aislamiento, Prueba Dieléctrica Exterior en el aire).

IEEE Std. C57. 109-1993; Guide for Liquid-Immersed Transformer Through- Fault-Current Duration. (Dirigido para Transformadores, Líquidos-Sumergidos, Falla-Duración de Corriente).

NOM-008-SCFI-2002 Sistema General de Unidades de Medida.

NMX-J-169-ANCE-2004 (Norma Mexicana ANCE Transformadores y Auto transformadores de Distribución y Potencia-Métodos de Prueba)

NMX-J-123-ANCE-2001 (Norma Mexicana ANCE Transformadores-Aceites Minerales Aislantes para Transformadores, Especificaciones, Muestreo y Métodos de Prueba))

Luis Carlos Hernández Ayala. (2014) **reglamento de seguridad e higiene capítulo 100 de distribución**. Xalapa.

Gilberto Enríquez Harper. (1989) **ABC de las maquinas eléctricas transformadores**. México D.F.

Théodore Wildi.(1983) **Maquinas eléctricas y sistemas de potencia**. Hispano Europeo.