

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD ZACATENCO

INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“MANUAL DE PRUEBAS A
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN”.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICISTA.

PRESENTAN:

ANDRÉS HERNÁNDEZ ACEVEDO
RUBÉN RODRIGO LEDESMA VILCHIS
EDUARDO ALEJANDRO PERERA MARTÍNEZ

ASESOR:

ING. EDGAR RENÈ MENDOZA RIVAS





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL "ADOLFO LÓPEZ MATEOS"
COL. LINDAVISTA C.P. 07738 MÉXICO D.F.
DEPARTAMENTO DE TITULACIÓN.



"TEMA DE TESIS"

QUE, COMO TRABAJO ESCRITO PARA SUSTENTAR EL EXAMEN PROFESIONAL Y OBTENER EL TITULO DE INGENIERO ELECTRICISTA POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN CURRICULAR DEBERÁ (N) DESARROLLAR EL (LOS) PASANTES (S):

- C. ANDRES HERNÁNDEZ ACEVEDO
- C. RUBÉN RODRIGO LEDESMA VILCHIS
- C. EDUARDO ALEJANDRO PERERA MARTÍNEZ

TEMA: "MANUAL DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN"

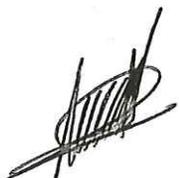
OBJETIVO DEL TEMA: Realizar un manual de pruebas de rutina para transformadores de distribución, aplicable al piso de pruebas de pesados II de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

PUNTOS A DESARROLLAR:

1. Investigar el principio de funcionamiento de los transformadores de distribución.
2. Estudiar la metodología de prueba recomendada por la norma NMX-J-169-ANCE-2004 y las recomendaciones emitidas por la IEEE.
3. Llevar a cabo las pruebas de rutina a transformadores de distribución dentro del piso de pruebas de la ESIME, siguiendo lo especificado en la norma.
4. Redactar un manual detallado con las pruebas posibles de realizar.
5. Obtener los costos de las pruebas una vez realizadas.

A 2 DE DICIEMBRE DE 2008

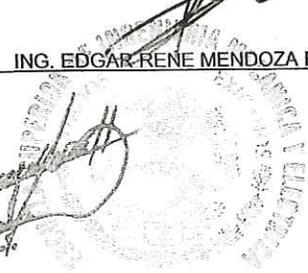
Asesores


ING. GUILBALDO TOLENTINO


ING. EDGAR RENE MENDOZA RIVAS


JEFE DE LA CARRERA

JEFES DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO


JEFATURA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ÍNDICE.

	PÁG.
RESUMEN.	III
INTRODUCCIÓN.	IV
Capitulo I. Generalidades de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).	1
1.1 GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.	2
1.1.1 Central Termoeléctrica.	2
1.1.2 Centrales Hidroeléctricas.	3
1.1.3 Central Nuclear.	4
1.1.4 Energía Eólica.	5
1.1.5 Central Solar.	6
1.2 TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.	7
1.3 El Transformador.	9
1.3.1 Clasificación de los Transformadores.	9
1.3.2 Componentes de un Transformador.	11
1.3.3 Principios de Operación del Transformador Monofásico.	13
1.3.4 Fuerza Electromotriz Inducida en Vacío.	14
1.3.5 Relación de Transformación.	17
1.3.6 Corriente de Vacío y Corriente de Carga.	18
1.3.7 Eficiencia de un Transformador.	21
1.3.8 Conexión de Transformadores de Distribución Monofásicos.	22
1.4 PRUEBAS A TRANSFORMADORES Y NORMATIVIDAD.	23
1.4.1 Normas Nacionales.	25
1.4.2 Normas Internacionales.	25
Capitulo 2. Metodología de Pruebas a Transformadores.	27
2.1 PRUEBA DE RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS.	28
2.2 PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.	31
2.3 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.	32
2.4 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.	36
2.5 PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO.	40
2.6 PRUEBA DE RUPTURA DIELECTRICA DE ACEITE.	44
2.7 PRUEBA DE IMPULSO.	46
Capitulo3. Desarrollo de Pruebas a Transformadores.	53
3.1 PRUEBA DE RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS.	54
3.2 PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.	58
3.3 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.	68
3.4 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.	70
3.5 PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO.	71
3.6 PRUEBA DE RUPTURA DIELECTRICA DE ACEITE.	73

3.7 PRUEBA DE IMPULSO.	75
Capítulo 4. Cálculo Económico.	79
4.1 COTIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.	80
4.2 COTIZACIÓN DE PRUEBAS DE RUTINA.	81
CONCLUSIONES.	84
BIBLIOGRAFÍA.	85

RESUMEN

Para la elaboración de este manual se tuvo que estudiar de forma general a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's), los cuales se encuentran integrados por diferentes elementos como las centrales generadoras, los sistemas de transmisión y distribución de la energía eléctrica siendo este ultimo sistema el de interés ya que de el forman parte los transformadores de distribución.

El estudio comprendió además la clasificación de los transformadores, componentes, principio de operación, las pruebas que se les aplican, así como la normatividad vigente y la metodología establecida para realizar las pruebas de rutina. Posteriormente se realizaron las pruebas en el laboratorio de la ESIME-Zac.

INTRODUCCIÓN

La vida moderna atraviesa por una etapa de globalización esto a través del sector industrial, el cual representa una de las principales fuentes de empleo y de recursos económicos. Se sabe que, cuando aumenta la demanda de algún bien o servicio, se tiende a aumentar la producción de los mismos con el fin de satisfacer a los consumidores. En este caso se enfoca a la demanda en el suministro de energía eléctrica por parte de sectores tan importantes como el industrial y residencial.

Hoy en día la energía eléctrica es la principal fuente de energía que utiliza la industria moderna para el funcionamiento de áreas productivas y a nivel residencial es de igual manera un servicio indispensable para la realización de diversas tareas de la vida cotidiana; por tal motivo el suministro de electricidad debe de satisfacer con ciertas características como es un servicio en forma continua y eficiente así como con otras particularidades un poco más técnicas como es el nivel de tensión, su forma de onda y el ciclo de operación ya que de estos dependen el funcionamiento correcto de algunas áreas productivas en la industria. Para lograr esto es indispensable tener en cuenta el como solucionar estas demandas; y para ello se cuenta con los sistemas eléctricos de potencia, los cuales son los encargados de la generación, transmisión y distribución del servicio eléctrico en todo el territorio nacional. Aquí se estudiarán los sistemas de distribución compuestos por las subestaciones, las cuales son el punto final de la distribución de energía eléctrica.

Dentro de las subestaciones, se cuenta con distintos equipos eléctricos como son los transformadores de distribución y potencia; transformadores de instrumento (transformadores de corriente y de potencial); equipo de protección (fusibles, relevadores, interruptores, etcétera); y apartarrayos entre otros. Cabe mencionar que en las subestaciones, los equipos más importantes son los transformadores y especialmente los de distribución ya que estos últimos constituyen la última fase en la utilización de energía eléctrica tanto en baja como alta tensión. Se cuenta con diferentes tipos de transformadores de distribución, como el tipo subestación, el tipo pedestal y el tipo poste, teniendo que este último es el más empleado aunque cabe mencionar que su construcción es en esencia la misma y solo difieren entre si por su presentación y accesorios adicionales. Por otra parte sin importar cual sea el tipo de transformador, estos se encontraran comúnmente en operación continua y propensos a fallas.

Por estas razones son el objeto de estudio los transformadores de distribución, ya que antes de que un transformador se puesto en operación, debe de cumplir con una serie de pruebas de rutina (resistencia de aislamiento, resistencia ohmica, tensión aplicada, tensión inducida entre otras); regidas por la norma NMX-J-169-ANCE-2004 "Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia – Métodos de Prueba", y recomendaciones hechas por el Instituto de Ingenieros en Electricidad y en Electrónica (IEEE). Estas pruebas proporcionan características sobre los parámetros eléctricos de los transformadores, los cuales deben ser cumplidos estrictamente de acuerdo a

las normas, con el objetivo de conocer el comportamiento de los transformadores ante cualquier eventualidad durante su operación.

Actualmente no existe un manual para las pruebas de rutina a transformadores de distribución (resistencia de aislamiento, resistencia ohmica, tensión aplicada, tensión inducida entre otras); las cuales son posibles llevar a cabo en el laboratorio de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME), por lo que el objetivo principal es presentar un manual para que este sirva a los estudiantes de ingeniería eléctrica ya que al realizar estas pruebas se adquiere la experiencia y la práctica necesaria para desenvolverse profesionalmente dentro del área de los transformadores en la industria eléctrica. Para alcanzar el objetivo la tesis se encuentra integrada por cuatro capítulos.

En el primer capítulo se analizaron los aspectos básicos que integran a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) como son las fuentes generadoras de energía eléctrica, su transmisión y distribución, siendo esta última etapa donde se ubican los transformadores de distribución. Por lo cual se requirió definir los transformadores, clasificarlos, describir sus elementos y su principio de operación. Finalmente se presentó la clasificación de las pruebas que debe de aprobar previas a su puesta en operación, así como la normatividad por la cual se rigen las pruebas mencionadas.

En el segundo capítulo se expuso la metodología correspondiente para llevar a cabo las pruebas de rutina en el piso de pruebas para transformadores (PPT) de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME), estableciendo para cada una el objetivo, las consideraciones, los circuitos de conexión para cada caso y se estableció un criterio de aceptación o rechazo en la interpretación de resultados tomando en cuenta lo establecido por la norma NMX-J-169-ANCE-2004 "Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia - Métodos de Prueba".

En el tercer capítulo se retomaron las pruebas anteriores con la finalidad de presentar de forma más detallada como se realizan en el laboratorio de la ESIME. Posteriormente los resultados obtenidos en cada una de las pruebas, sirvieron para evaluar el buen estado en el que se encuentra el equipo bajo prueba, presentando además un reporte técnico con los valores obtenidos en cada una.

En el cuarto capítulo se presentaron las cotizaciones convenientes tanto de transformadores como de algunas pruebas realizadas las cuales dieron una visión de los posibles beneficios que obtendría la escuela y alumnos si se reacreditara el piso de pruebas para transformadores.



Capítulo 1

Generalidades de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

En el presente capítulo se analizan los aspectos básicos que integran a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) como son las fuentes generadoras de energía eléctrica, su transmisión y distribución, siendo esta última etapa donde se ubican los transformadores de distribución. Por lo cual se requerirá definir a los transformadores, clasificarlos, describir sus elementos y su principio de operación. Finalmente se expondrá la clasificación de las pruebas que deben aprobar previas a su puesta en operación, así como la normatividad por las cuales se rigen.

1.1 GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

La generación de energía eléctrica en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), consiste en transformar alguna clase de energía, sea esta química, mecánica, térmica, luminosa en energía eléctrica. Para la generación industrial de energía eléctrica se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, las que ejecutan alguna de las transformaciones citadas y constituyen la primera etapa del sistema de suministro eléctrico.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en:

- Térmicas
- Hidroeléctricas
- Nucleares
- Eólicas
- Solares

No obstante todos los tipos indicados, la mayor parte de la energía eléctrica generada proviene de los tres primeros tipos de centrales mencionadas. Todas estas centrales, excepto las solares, tienen en común el elemento generador, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada. En las centrales solares la corriente obtenida es continua y para su utilización es necesaria su conversión en alterna, mediante el empleo de dispositivos denominados inversores.

1.1.1 Central Termoeléctrica.

Una central termoeléctrica es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la quema de algún combustible fósil como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica. Por otro lado, también existen centrales termoeléctricas que emplean fisión nuclear del Uranio para producir electricidad. Este tipo de instalación recibe el nombre de central nuclear.

Las centrales termoeléctricas clásicas emplean la combustión del carbón, petróleo o gas natural para generar la energía eléctrica, siendo sus componentes principales: caldera de combustión, turbina de vapor, generador, torres de enfriamiento e instalaciones de control como se observa en la figura 1.1. En la actualidad se están construyendo numerosas centrales

termoeléctricas de las denominadas de ciclo combinado que son un tipo de central que utiliza gas natural, gasóleo o incluso carbón preparado como combustible para alimentar una turbina de gas.

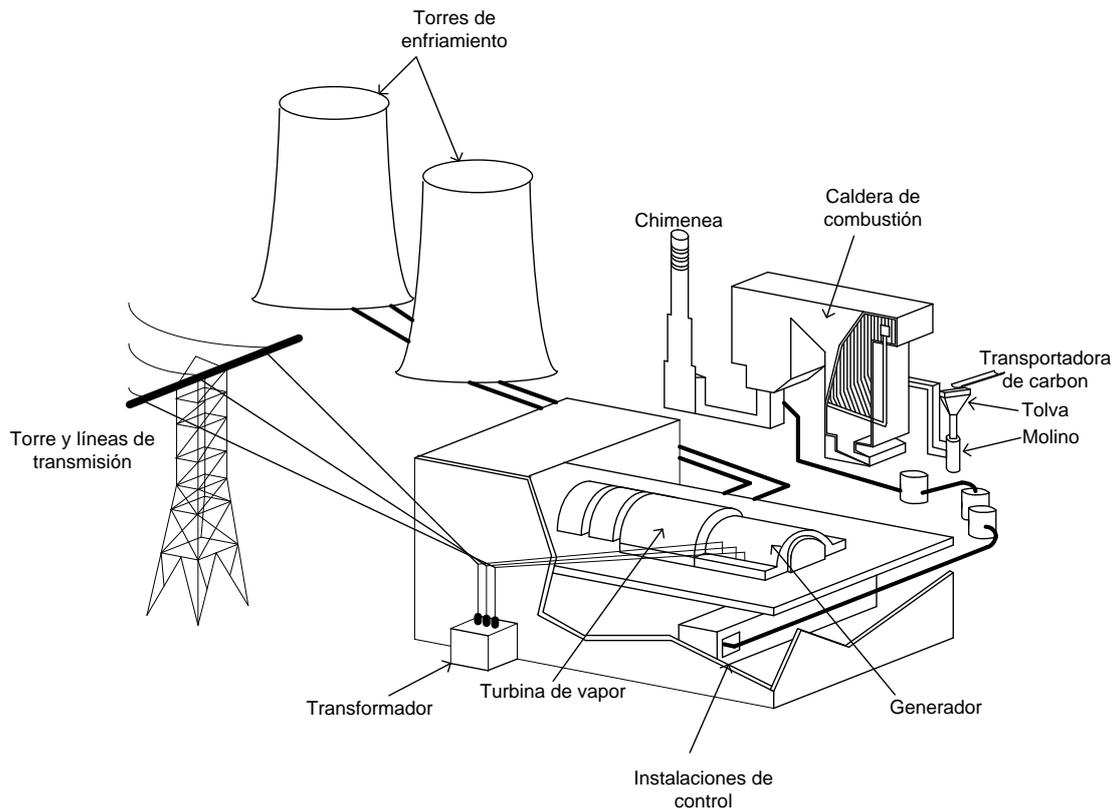


Figura 1.1 Central termoeléctrica.

Como los gases tienen todavía una temperatura muy alta, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente generador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica. Como la diferencia de temperatura que se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, se consiguen rendimientos del orden del 55%.

1.1.2 Centrales Hidroeléctricas.

Una central hidroeléctrica se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa que se encuentra más alto que la central generadora. El agua es conducida mediante una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la generación de energía eléctrica en generadores. La potencia de una central puede variar desde unos pocos MW (megawatts) hasta 30 MW se consideran minicentrales. La Central hidroeléctrica mayor del país, hasta la fecha (2007), tiene una potencia instalada de 750 MW.

Las centrales hidroeléctricas se clasifican según su emplazamiento y existen dos modelos básicos:

1.- Consiste básicamente en desviar el agua del río mediante una pequeña presa hacia un canal con (mínima pendiente) hasta un depósito (cámara de carga), del cual cae por una tubería hacia la sala de máquinas donde los grupos turbina - generador aprovechan la energía de caída del agua y la transforman en energía eléctrica tal como se observa en la figura 1.2. Seguidamente el agua se incorpora al río por medio de un canal.

2.- Consiste en construir una presa para almacenar agua a un cierto nivel. A media altura de la presa se encuentra la toma de agua, y en la parte inferior la sala de máquinas que aprovecha la energía del agua para producir la electricidad.

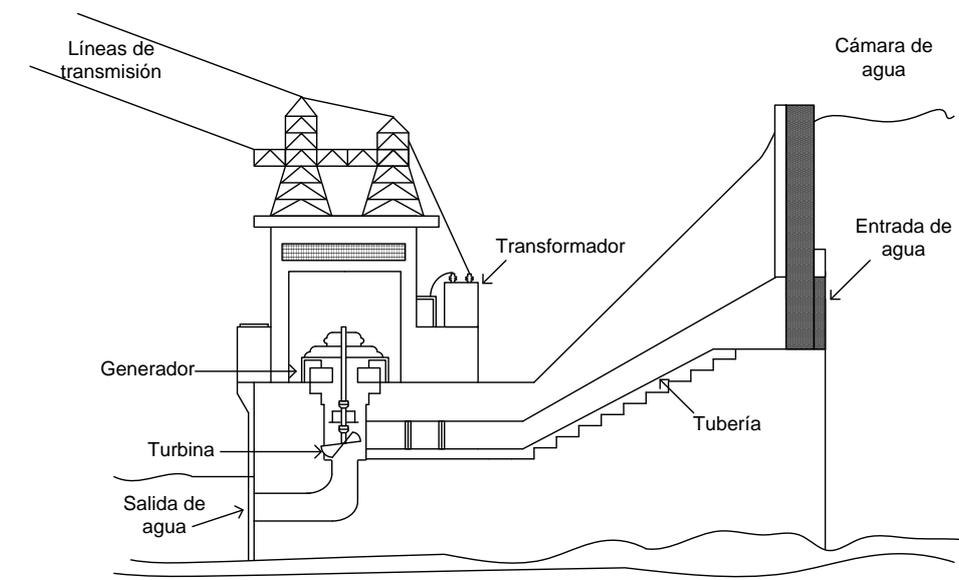


Figura 1.2 Central hidroeléctrica.

1.1.3 Central Nuclear.

Una central nuclear es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir de energía nuclear, que se caracteriza por el empleo de materiales fisionables que mediante reacciones nucleares proporcionan calor. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un generador y producir energía eléctrica.

Las centrales nucleares constan de uno o varios reactores, que son contenedores (llamados habitualmente *vasijas*) en cuyo interior se albergan varillas u otras configuraciones geométricas de minerales con algún elemento fisil (es decir, que puede fisionarse) o fértil (que puede convertirse en fisil por

reacciones nucleares), usualmente uranio, y en algunos combustibles también plutonio, generado a partir de la activación del uranio como se muestra en la figura 1.3. En el proceso de fisión radiactiva, se establece una reacción que es sostenida y moderada mediante el empleo de elementos auxiliares dependientes del tipo de tecnología empleada.

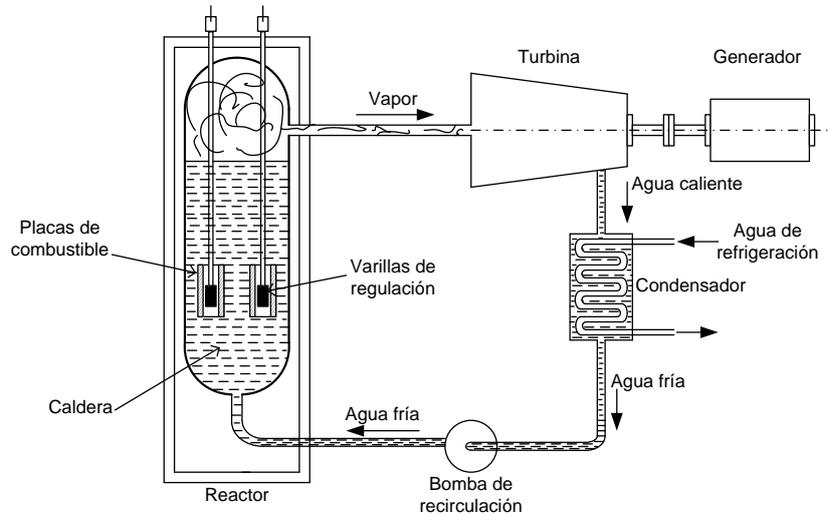


Figura 1.3 Central nuclear.

La energía nuclear se caracteriza por producir, además de una gran cantidad de energía eléctrica, residuos nucleares que hay que albergar en depósitos aislados y controlados durante largo tiempo. A cambio, no produce contaminación atmosférica de gases derivados de la combustión que producen el efecto invernadero, ni precisan el empleo de combustibles fósiles para su operación. Sin embargo, las emisiones contaminantes indirectas derivadas de su propia construcción, de la fabricación del combustible y de la gestión (todos los procesos de tratamiento de los residuos, incluido su almacenamiento); posterior de los residuos radiactivos no son despreciables.

1.1.4 Central Eólica.

La energía eólica es la que se obtiene por medio del viento, es decir mediante la utilización de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire como se observa en la figura 1.4. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas.

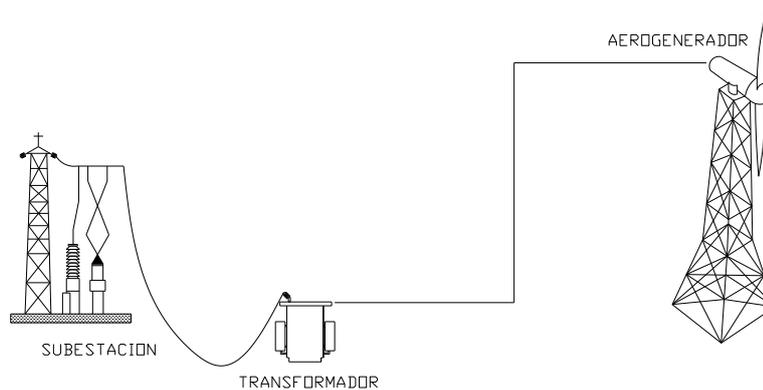


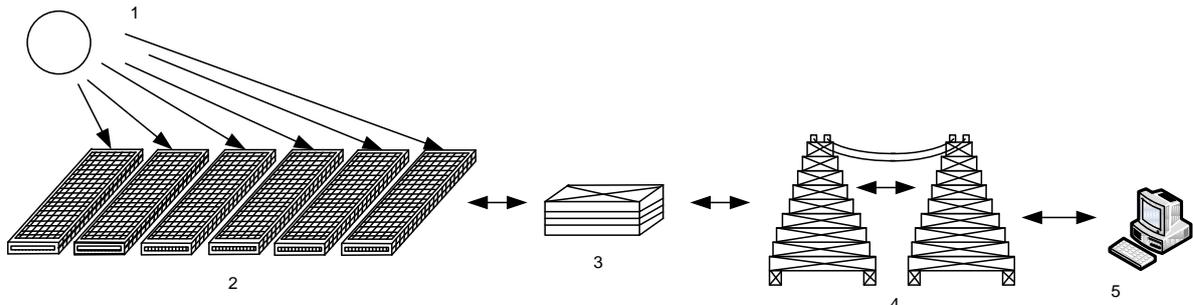
Figura 1.4 Central eólica.

En la actualidad se utiliza, sobre todo para mover aerogeneradores. En estos la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos.

1.1.5 Central Solar.

Una central solar es una instalación industrial en la que a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar, y su uso en un ciclo termodinámico convencional se produce la potencia necesaria para mover un alternador para generación de energía eléctrica como en una central térmica clásica. Constructivamente, es necesario concentrar la radiación solar para que se puedan alcanzar temperaturas elevadas, de 300 °C hasta 1000 °C, y obtener así un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico, que no se podría obtener con temperaturas más bajas. La captación y concentración de los rayos solares se hacen por medio de espejos con orientación automática que apuntan a una torre central donde se calienta el fluido, o con mecanismos más pequeños de geometría parabólica. El conjunto de la superficie reflectante y su dispositivo de orientación se denomina helióstato.

Se denomina energía solar fotovoltaica a una forma de obtención de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos como se observa en la figura 1.5. Los paneles fotovoltaicos están formados por dispositivos semiconductores tipo diodo que al recibir radiación solar se excitan y provocan saltos electrónicos, generando una pequeña diferencia de potencial en sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de voltajes mayores en configuraciones muy sencillas y aptas para alimentar pequeños dispositivos electrónicos.



Los componentes fundamentales de una Planta de Energía Solar son:

- 1.- El Sol
- 2.- Paneles Fotovoltaicos ó Fococeldas
- 3.- Inversores ó Reguladores
- 4.- Conexión a la Red
- 5.- Utilización

Figura 1.5 Central solar.

A mayor escala, la corriente eléctrica continua que proporcionan los paneles fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna y pueden ser suministrados a la red, operación que es muy rentable económicamente pero que precisa todavía de la energía solar para una mayor viabilidad. En entornos aislados, donde se requiere poca potencia eléctrica y el acceso a la red es difícil, como estaciones meteorológicas o repetidores de comunicaciones, se emplean las placas fotovoltaicas como alternativa económicamente viable.

1.2 TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

Debido a que la energía eléctrica no se produce en los lugares donde se consume, salvo con algunas excepciones, es necesario transportarla grandes distancias desde las plantas generadoras de electricidad hasta los centros de distribución (subestaciones) y consumos; esto mediante líneas de transmisión en alta tensión (A.T.) las cuales tienen que recorrer esas distancias para cumplir su cometido. Posteriormente se distribuye mediante líneas de distribución en alta tensión o en baja tensión (B.T.) esto de acuerdo con las características y necesidades de los consumidores.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) tienen seis elementos principales que son: La central eléctrica, los transformadores que elevan la tensión de la energía eléctrica generada a las altas tensiones utilizadas en las líneas de transmisión, las líneas de transmisión, las subestaciones donde la señal baja su tensión para adecuarse a las líneas de distribución, las líneas de distribución y los transformadores que reduce la tensión al valor utilizado por los consumidores. Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, Comisión Federal de Electricidad (CFE) cuenta con las redes de transmisión y de distribución, integradas por las líneas de conducción de alta, media y baja tensión.

Transmisión

La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400, 230 y 161 kilovolts (kV). Al finalizar diciembre del año 2006, esta red nacional alcanzó una longitud de 47,485 km como se muestra en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Longitud de líneas de transmisión (km).

Año	Nivel de Tensión (kV)				
	400	230	161	150	Total
1996	11,337	18,878	456	445	31,116
1997	11,908	19,374	456	66	31,804
1998	12,249	20,292	456	66	33,063
1999	12,399	21,224	456	0	34,079
2000	13,165	21,598	508	0	35,271
2001	13,695	22,645	508	0	36,848
2002	14,504	24,060	646	0	39,210
2003	15,998	24,773	470	0	41,241
2004	17,790	25,687	475	0	43,952
2005	18,144	27,148	475	0	45,767
2006*	19,265	27,745	475	0	47,485

*Incluye tensiones de 4.16 y 2.4 kV.

El total incluye líneas de transmisión hasta diciembre de 2006.

Transformación

La transformación es el proceso que permite, utilizando subestaciones eléctricas, cambiar las características de la electricidad (tensión y corriente) para facilitar su transmisión y distribución. La tabla 1.2 muestra la capacidad en subestaciones con la que actualmente se cuenta en el país, observando un creciente aumento en los últimos diez años.

Tabla 1.2 Capacidad en subestaciones (MVA).

Tipo de Subestación	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
Transmisión	91.0	94.5	98.5	104.5	107.8	113.6	119.7	125.1	128.8	134.7	137.0
Distribución	26.2	27.1	28.2	29.9	31.7	33.1	36.2	37.7	38.8	39.7	41.0
Total	117.2	121.6	126.7	134.4	139.5	146.6	155.9	162.8	167.6	174.4	178.0

*Incluye tensiones de 4.16 y 2.4 kV.

El total incluye líneas de transmisión hasta diciembre de 2006.

Distribución

La red de distribución esta integrada por las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV); así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión como se presenta en la tabla 1.3.

Tabla 1.3 Longitud de líneas de distribución (miles de km).

Nivel de tensión (kV)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
Subtransmisión											
138	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.3	1.3	1.4	1.4
115	30.3	30.9	32.3	34.1	34.9	36.1	38.0	38.7	40.1	40.8	42.2
85	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
69	3,566	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2
Subtotal	35,301	35.7	37.1	38.8	39.6	40.7	42.6	43.6	44.9	45.6	46.9
Distribución											
34.5	54.8	55.6	57.1	58.9	60.3	61.7	62.7	63.6	64.7	66.3	67.4
23	20.5	22.0	22.7	23.3	23.7	24.6	25.8	26.3	27.4	27.9	28.6
13.8	211.5	219.2	226.9	233.2	239.7	246.3	251.7	257.4	264.5	269.4	273.2
6.6 1	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Baja tensión	196.9	205.9	208.7	211.9	215.3	221.0	222.1	225.1	230.2	233	236.6
Subtotal	484.5	503.5	516.1	528.1	539.7	554.3	563.0	573.2	587.5	597.1	606.3
Total de líneas	519.8	539.3	553.3	566.9	579.3	595.1	605.7	616.8	632.4	642.7	653.2
Total CFE 2	550.9	571.1	586.3	601.0	614.6	632.0	644.9	658.0	676.4	688.4	700.7

*Incluye tensiones de 4.16 y 2.4 kV.

El total incluye líneas de transmisión hasta diciembre de 2006.

1.3 EL TRANSFORMADOR.

El transformador es un equipo eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica, usualmente aumentando o disminuyendo los valores de tensión y de corriente eléctrica a la misma frecuencia del sistema. Un transformador que al recibir energía y al devolverla lo hace a una tensión mas elevada, se le denomina transformador elevador, o puede devolverla a una tensión mas baja, a este tipo de transformador se le denomina transformador reductor. En el caso de que el transformador no eleve o reduzca los niveles de tensión, se tiene entonces, una relación de transformación igual a la unidad

Los transformadores al no tener partes giratorias requieren poca vigilancia y escasos gastos en su mantenimiento. El rendimiento que tiene este, comparado con otras máquinas eléctricas es muy superior ya que su eficiencia se encuentra en el orden del 95 a 99%. Al no tener partes giratorias, dientes, ranuras, y sus arrollamientos pueden estar sumergidos en aceite u otro material como hexafluoruro de azufre (SF₆), no es difícil lograr un buen aislamiento para trabajar en altas tensiones.

1.3.1 Clasificación de los Transformadores.

Según el empleo que se le asigne, reciben el nombre de transformadores de potencia o de distribución, encontrando elevadores, reductores o de enlace (relación de transformación 1/1). Siendo los de distribución los más empleados por su pequeña capacidad y por ser el ultimo punto entre la distribución y la carga.

Los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

- a) Por su Operación: Esto en base a la energía o potencia que maneje:
- Transformadores de distribución. Capacidades de 5 a 500 kVA.
 - Transformadores de potencia. Capacidades mayores a 500 kVA.
- b) Por el número de fases: De acuerdo a las características del sistema en el cual opera:
- Monofásicos (1 \emptyset). Estos son conectados a una línea o fase y el neutro o tierra. Cuentan con un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión, como se muestra en la Figura 1.6.
 - Trifásico (3 \emptyset). Se conectan a tres líneas o fases y pueden estar conectados a un neutro o tierra. Tienen tres devanados de alta tensión y tres de baja tensión como se observa en la Figura 1.7.

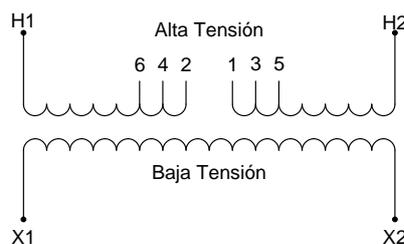


Figura 1.6 Diagrama eléctrico de un transformador monofásico.

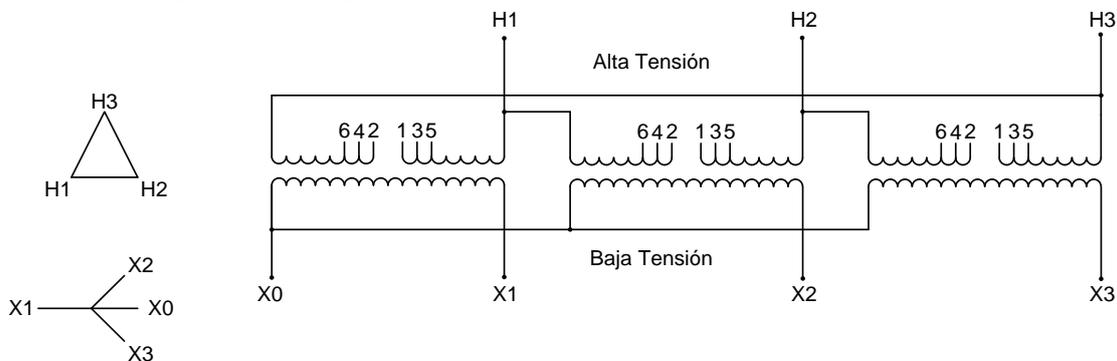


Figura 1.7 Diagrama eléctrico de un transformador trifásico.

- c) Por su utilización:
- Transformador para generador. Se conectan después del generador y proporcionan energía a la línea de transmisión.
 - Transformadores de subestación. Se conectan en el extremo de la línea de transmisión y se encargan de reducir la tensión para subtransmitirla.
 - Transformadores de distribución. Reduce la tensión de subtransmisión a niveles de consumo.
 - Transformadores de instrumento. Aquí se tienen de potencial (TP) y de corriente (TC), los cuales se encargan de suministrar tensión y corriente a los equipos de medición, protección y control.
- d) Por su tipo de núcleo.
- Acorazado. El núcleo cubre a los devanados de baja y alta tensión.

- Columna. Las bobinas abarcan parte considerable del circuito magnético.
- e) Por el tipo de enfriamiento. Existen los sumergidos en aceite y del tipo seco. De los sumergidos en aceite se encuentran los siguientes:
 - Tipo OA (Oil/Air). Es el más usado pues consiste en un transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural. Ya que el aceite circula en forma natural dentro del tanque, o puede tener enfriadores tubulares o radiadores.
 - Tipo OA / FA (Oil/Air)/(Forced/Air). Son sumergidos en aceite y enfriados por aire forzado.
 - Tipo OA / FA / FOA (Oil/Air)/(Forced/Air)/(Forced/Oil/Air). Sumergidos en aceite con enfriamiento propio, con aire forzado y aceite forzado. Construidos con radiadores, se adicionan ventiladores sobre estos y además bombas conectadas a los cabezales de los mismos.
 - Tipo FOA (Forced/Oil/Air). Sumergidos en aceite, el enfriamiento es a base de aceite forzado con enfriadores de aire forzado. Al circular el aceite por los radiadores de aire y aceite, este es enfriado.
 - Tipo OW (Oil/Water). El enfriamiento es con agua que circula por tubos colocados fuera del tanque.
 - Tipo FOW(Forced/Oil/Water). El enfriamiento es de aceite forzado con enfriador de agua forzada.

Del tipo seco, existen:

- Tipo AA (Air/Air). Son del tipo seco, con enfriamiento propio, el aire es el encargado de aislar el núcleo y las bobinas.
 - Tipo AFA (Air/ForcedAir). El enfriamiento es con aire forzado producido por un ventilador que hace circular aire por un ducto que se localiza en la parte inferior del transformador.
 - Tipo AA / FA (Air/Air)/(ForcedAir). Con enfriamiento propio y por aire forzado con ayuda de ventiladores.
- f) En función de su lugar de instalación:
- Tipo poste.
 - Tipo pedestal.
 - Tipo subestación.
 - Tipo sumergible.
- g) Por su condición de servicio:
- Para interiores.
 - Para exteriores.

1.3.2 Componentes de un Transformador.

Básicamente se agrupan en:

- a) *Circuito magnético*

Lo conforma el núcleo, el cual está hecho de laminaciones de acero al silicio de grano orientado; las láminas se aíslan por ambos lados con la finalidad de reducir las pérdidas por corrientes parásitas y así conducir el flujo magnético generado.

b) Circuito eléctrico

Compuesto por los devanados primarios y secundarios. Se fabrican de cobre o aluminio; forrándose de papel o barnizándose dependiendo si es seco o sumergido en aceite, de la tensión de operación y la potencia.

La función que deben cumplir los devanados, es la de crear un flujo magnético en el primario y por inducción electromagnética, dar origen a una fuerza electromotriz (f.e.m), en el secundario. Este proceso, causa pérdidas muy pequeñas de energía debido al efecto Joule. La selección del material con que se construirán los devanados depende de las propiedades de cada material. La tabla 1.4 muestra algunas propiedades del cobre y aluminio.

Tabla 1.4 Tabla comparativa de las propiedades físicas del aluminio y del cobre.

PROPIEDAD	ALUMINIO	COBRE
Conductividad eléctrica a 20°C recocido	62 %	100%
Peso específico en gramos por centímetro cúbico (g/cm ³), a 20°C	2.7	8.89
Calor específico	0.21	0.094
Punto de fusión (°C)	660	1083
Conductividad térmica, a 20°C (calorías/°C/cm ² /cm)	0.53	0.941
Esfuerzo mecánico a la tensión en (kg/mm ²)	16	25

c) Sistema de aislamiento

Todos los transformadores poseen materiales aislantes que forman el sistema de aislamiento. Dichos aislamientos aumentan a medida que se aumenta la capacidad del transformador. A continuación se enlistan algunos materiales aislantes:

- Cartón prensado o pressboard.
- Papel kraft.
- Papel manila y corrugado.
- Cartón prensado de alta densidad.
- Cartón prensado laminado.
- Esmaltes y barnices.
- Porcelanas.

- Polvo epóxico.
- Algodón.
- Líquidos dieléctricos como aceite mineral o de silicona.

Este sistema aísla eléctricamente a los devanados, el núcleo y partes de acero que forman la estructura. El aceite mineral por su parte, proporcionará rigidez dieléctrica, enfriamiento eficiente y protege a los otros aislamientos.

d) Tanque y accesorios

El tanque tiene la función de contener y preservar al aceite dieléctrico y el conjunto núcleo – bobinas.

Además de los anteriores, esta constituido por los siguientes elementos (Figura 1.8).

- 1) Boquillas de porcelana de A.T y B.T.
- 2) Cambiador de derivaciones (taps).
- 3) Terminales de cobre para A.T y B.T.
- 4) Válvula de muestreo de aceite.

Y para transformadores de potencia se agregaran:

- Termómetros.
- Medidor de nivel de aceite.
- Relevador Buchholz.
- Ventilador.

Por otra parte, se deben adjuntar el bastidor y los herrajes según la Norma Oficial Mexicana (NMX-J-116-ANCE).

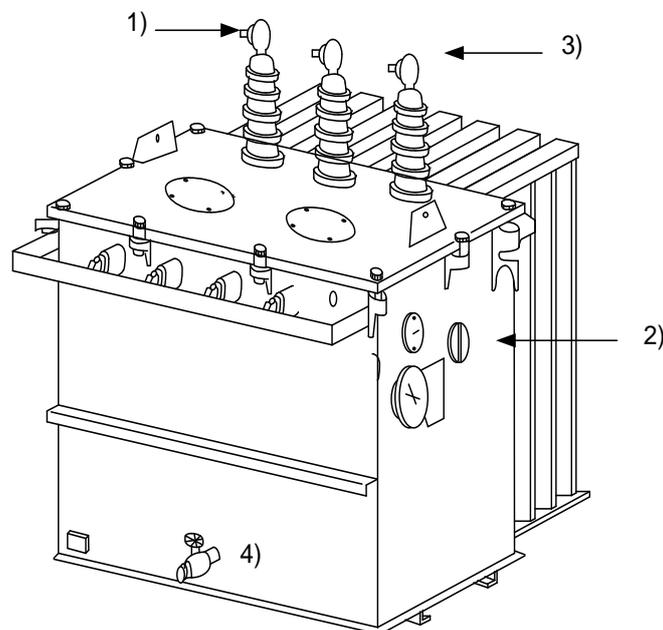


Figura 1.8 Tanque con radiadores.

1.3.3 Principios de Operación del Transformador Monofásico.

El transformador basa su funcionamiento en la acción mutua entre fenómenos eléctricos y magnéticos, y no contienen partes móviles. La transferencia de energía eléctrica por inducción electromagnética, de un arrollamiento a otro, dispuestos en el mismo circuito magnético, se realiza con un excelente rendimiento.

Las fuerzas electromotrices (f.e.m) se inducen por la variación del flujo magnético. Los devanados y el circuito magnético están en reposo uno con respecto al otro, y las f.e.m se inducen por la variación de la magnitud del flujo con el tiempo. Este concepto se puede explicar con la figura 1.9.

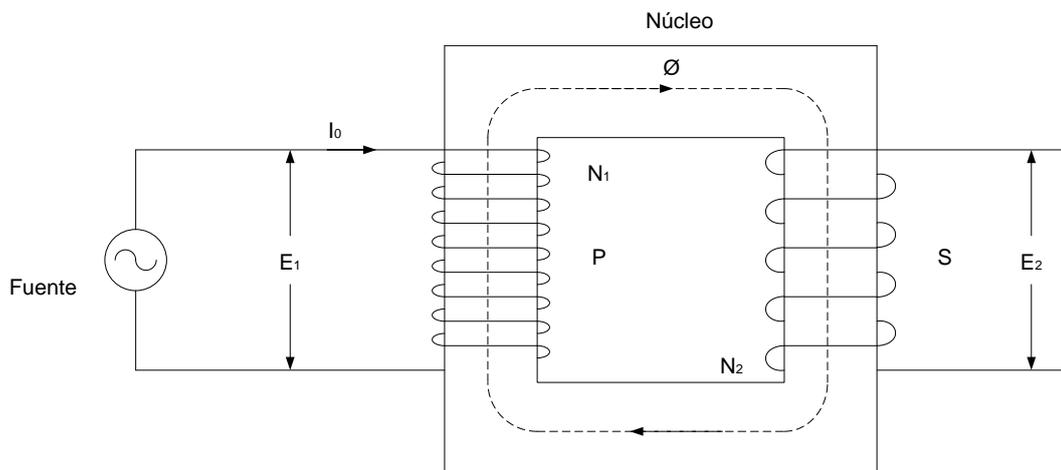


Figura 1.9 Transformador monofásico con el secundario en circuito abierto.

El núcleo, como se representa en la figura 1.9 esta formado de chapas de acero (grado eléctrico) superpuestas y con aislamiento interlaminar propio, de forma rectangular. En uno de los lados del núcleo se arrolla un devanado continuo P y en el opuesto otro devanado continuo S, que puede tener el mismo número de espiras que P, o no tenerlo, tal como se representa de manera esquemática en la figura 1.9. Una fuente suministra corriente alterna al arrollamiento primario P, en el que, al estar montado en el núcleo, su fuerza magneto motriz (f.m.m) produce un flujo alternativo \emptyset en el mismo. Las espiras del arrollamiento S abrazan este flujo que, al ser alternativo, induce en ese una f.e.m de la misma frecuencia que el flujo. Debido a esta f.e.m inducida, el arrollamiento secundario S es capaz de suministrar corriente y energía eléctrica. La energía, por lo tanto, se transfiere del primario al secundario por medio del flujo magnético.

El arrollamiento P, que recibe la energía, se llama el *primario*. El arrollamiento S, que *suministra* energía, se llama el *secundario*. En un transformador, cual

quiera de los arrollamientos puede hacer de primario, correspondiendo al otro hacer de secundario, lo que sólo depende de cual de los dos es el que recibe la energía o el que la suministra a la carga.

1.3.4 Fuerza Electromotriz Inducida en Vacío.

El flujo \emptyset o *flujo común o mutuo*, al pasar por el circuito constituido por el núcleo de hierro -acero eléctrico laminado-, no sólo lo abrazan las aspiras del secundario S, sino también las del primario y, por lo tanto, debe inducir una f.e.m. en ambos arrollamientos. Como el flujo es el mismo, en cada uno de ellos debe inducir la *misma f.e.m. por espira*, y la *f.e.m. total inducida* en cada uno de los arrollamientos debe ser proporcional al número de espiras que lo componen; es decir,

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1.1)$$

Donde.

E_1 y E_2 : Las f.e.m. inducidas en el primario y en el secundario, en Volts (V).

N_1 y N_2 : Los números de espiras en cada uno de ellos.

En los transformadores ordinarios, la tensión en las terminales solamente difiere de la f.e.m. inducida en un porcentaje muy pequeño de modo que para muchos casos prácticos puede decirse que las tensiones en terminales del primario y del secundario son proporcionales a sus respectivos números de espiras.

La f.e.m. inducida en un transformador es proporcional a tres factores: la frecuencia f , el número de espiras N y el flujo instantáneo máximo \emptyset_m . La ecuación de la f.e.m. inducida, suponiendo que el flujo varía según una ley senoidal, puede deducirse como se muestra en la figura 1.10.

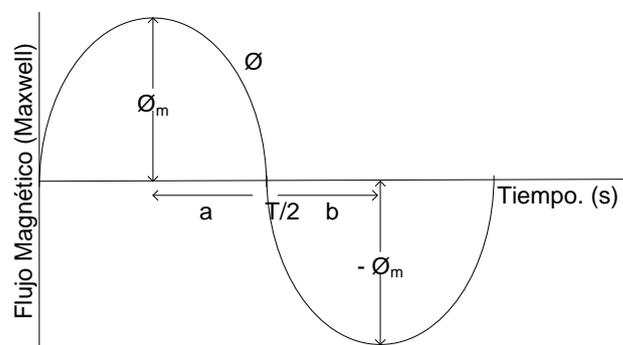


Figura 1.10 Variación senoidal del flujo con el tiempo.

La figura 1.10 representa el flujo común \emptyset que varía según una ley senoidal en función del tiempo. Entre los puntos a y b, la variación de flujo es 2 Maxwell. Esta variación de flujo se produce durante un semiperíodo o en el tiempo $T/2$ segundos. Siendo T el periodo o tiempo necesario para que la onda complete

un ciclo. El tiempo $T/2$ es igual a $\frac{1}{2} f$ segundos. La f.e.m. *media* inducida es igual a la variación total del flujo dividida por el tiempo, es decir;

$$\begin{aligned}
 e &= -N \frac{2\Phi_m}{T} 10^{-8} \\
 &= -N \frac{2\Phi_m}{T} 10^{-8} \\
 &= -4fN\Phi_m 10^{-8}
 \end{aligned} \tag{1.2}$$

Teniendo en cuenta que en la senoide, la relación entre el valor eficaz y el valor medio es 1.11, la f.e.m. eficaz inducida es:

$$E = 4.44fN\Phi_m 10^{-8} \tag{1.3}$$

Donde:

E: Fuerza electromotriz inducida, en V.

4.44: constante que depende del factor de forma.

f : Frecuencia, Hertz (Hz).

N: Número de espiras.

Φ_m : Flujo instantáneo máximo, Maxwell.

Habiéndose suprimido el signo negativo. El factor 4.44 es igual a 4 veces el factor de forma, que vale 1.11 para la curva senoidal. Si el flujo varía según una ley que no sea senoidal debe adoptarse un *factor de forma* K_f , distinto de 1.11 de la ecuación (1.3).

La ecuación (1.3) puede deducirse más rigurosamente de la manera siguiente:

Si:

$$\Phi = \Phi_m \text{sen} \omega t \tag{1.4}$$

Luego entonces

$$e = -N \frac{d\Phi}{dt} 10^{-8} = -N\Phi_m \omega \cos \omega t (10^{-8}) \tag{1.5}$$

Cuyo valor máximo es:

$$E_m = N\Phi_m \omega 10^{-8} = 2\pi f N\Phi_m 10^{-8} \tag{1.6}$$

Y el valor eficaz queda como:

$$E_m = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} fN\Phi_m 10^{-8} = 4.44 fN\Phi_m 10^{-8} \quad (1.7)$$

Si se emplea el sistema internacional y, \emptyset y \emptyset_m se expresa en Weber entonces la ecuación (1.3) se transforma en:

$$E = 4.44 fN\Phi_m \quad (1.8)$$

El flujo máximo $\emptyset_m = B_m A$, si B_m es la densidad de flujo máxima y A la sección transversal del núcleo, entonces la ecuación (1.3) puede escribirse:

$$E = 4.44 fNB_m A 10^{-8} \quad (1.9)$$

Esta forma suele ser más conveniente para el cálculo, ya que los núcleos de los transformadores se proyectan, partiendo de la densidad de flujo admisible. La expresión (1.9) se le suele llamar, la ecuación general para el transformador. Refiriéndose al arrollamiento del lado primario, la tensión inducida es:

$$E_1 = 4.44 fN_1 B_m A 10^{-8} \quad (1.10)$$

de la misma forma; para el arrollamiento del lado secundario:

$$E_2 = 4.44 fN_2 B_m A 10^{-8} \quad (1.11)$$

1.3.5 Relación de Transformación.

La relación de vueltas del primario y el secundario $N_1:N_2$ las cuales equivalen a la relación de f.e.m. del primario y del secundario $E_1:E_2$, indica que la magnitud de la f.e.m del primario es bajada o subida. *La relación de vueltas*, o la *relación de tensiones inducidas*, es llamada la relación de transformación, y es representada por el símbolo a , así que:

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} \quad (1.12)$$

Porque la entrada de tensión, del primario V_1 y la tensión de carga del secundario V_2 son casi iguales a sus tensiones inducidas respectivamente, la relación de las tensiones terminales $V_1:V_2$ es frecuentemente llamado la relación de transformación. La verdadera relación de transformación, ecuación (1.12) es constante, mientras que la relación $V_1:V_2$ varía cerca del 1 al 8%,

dependiendo de la carga y del factor de potencia.

Cuando la tensión del primario dado V_1 es reducido a una tensión del secundario bajo V_2 , se dice que es un paso atrás del transformador; contrariamente, si la tensión es elevada, este es llamado un paso adelante del transformador. En un paso atrás del transformador la relación de transformación es más grande que la unidad, mientras que en un paso adelante del transformador, es menor que la unidad.

En la práctica es frecuente especificar la relación de transformación como un número más grande que la unidad; esto es hecho por conveniencia, pero elimina la posibilidad de no entenderlo, es bueno agregar los términos "un paso adelante" o "un paso atrás", Así que, a 13.2 kV/220 V en el transformador se dice que tiene una relación de transformación de 60:1, paso atrás; a 13.2/66 kV en el transformador se dice que tiene una relación de 5:1, paso adelante.

1.3.6 Corriente de Vacío y Corriente de Carga.

- a) *Corriente de vacío.* La figura 1.11, representa un transformador con sus arrollamientos primario y secundario. Las direcciones del flujo, de las tensiones y de las corrientes están indicadas en la figura para el instante en que la terminal conductor superior primaria es positiva y la intensidad de la corriente aumenta. Suponer primero que el secundario no tiene carga alguna. En este caso circula una corriente muy pequeña I_0 en el primario, que suele ser de 1 a 13% de la corriente nominal del primario (I_1)

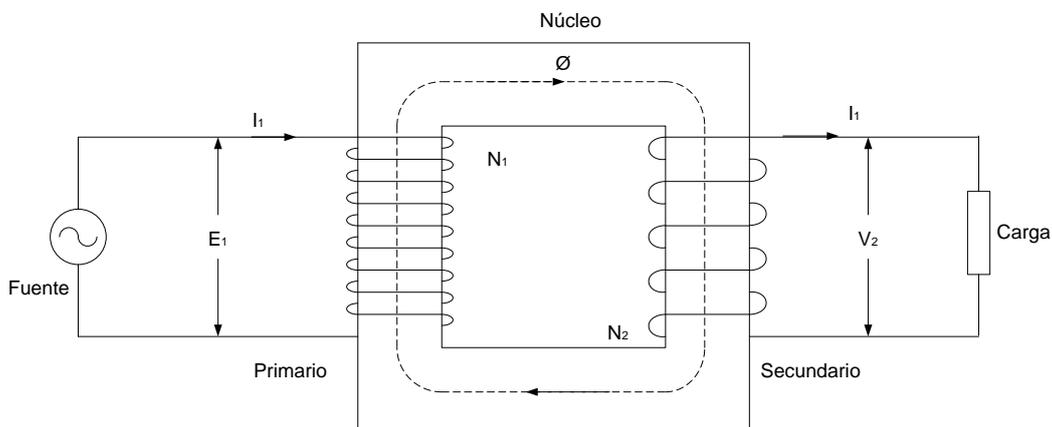


Figura 1.11 Transformador monofásico con carga en el secundario.

La corriente de vacío (I_0) del transformador conocida también como corriente de excitación, genera la f.m.m que produce el flujo mutuo Φ y compensa también las pérdidas del núcleo o pérdidas en vacío. La I_0 puede descomponerse en dos: I_m en fase con el flujo Φ , que genera f.m.m que produce Φ ; y la otra I_p^2 , en cuadratura con I_m , que corresponde a la corriente de

pérdidas. Puesto que las pérdidas son pequeñas y el primario es muy inductivo, I_0 tiene un retardo de casi 90° con respecto a la tensión V_1 en las terminales.

También se tiene que, para las cargas ordinarias la f.e.m E_1 inducida en el primario por el flujo \emptyset es casi igual en magnitud a la tensión en terminales del primario V_1 , y difiere de ella solo ligeramente, debido a la pequeña impedancia del primario, luego como V_1 es constante, la f.e.m inducida E_1 debe ser casi nula. De las expresiones (1.3) ó (1.8) se deduce que, puesto que E_1 es casi constante, el flujo \emptyset también es aproximadamente para todas las cargas normales, y por lo tanto la f.m.m que lo produce; lo mismo que las perdidas en el hierro, deben ser prácticamente constantes. Así, la corriente de excitación lo será aproximadamente constante para todas las cargas normales del transformador. Como se refirió en el primer párrafo es pequeña.

La f.e.m inducida en el primario E_1 , es una f.e.m que se opone a la corriente que entra en el primario y es análoga a la fuerza contra electromotriz (f.c.e.m) de un motor, la corriente de magnetización I_1 produce el flujo \emptyset ; en el núcleo (Fig. 1.11) siendo su dirección, en el instante que se considera, la indicada en la figura (regla de la mano derecha). El valor de este flujo debe ser tal que la f.e.m inducida en el primario sea prácticamente igual a la tensión en sus terminales. La figura 1.12 representa el diagrama vectorial en vacío, del transformador.

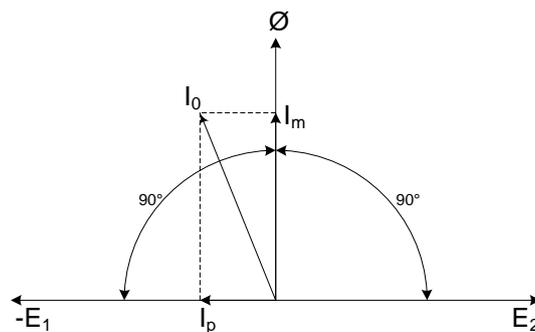


Figura 1.12 Diagrama vectorial del transformador en vacío.

- b) *Corriente de carga.* Si se aplica una carga al secundario (Fig. 1.11) se tendrá una corriente I_2 en éste, cuya magnitud y defasamiento respecto a la tensión en las terminales de dicho secundario quedará determinada por las características de la carga. Sin embargo, en cada instante, la dirección de la corriente en el secundario debe ser tal que se oponga a las variaciones del flujo, de acuerdo con la ley de Lenz, que establece que una corriente inducida tiene siempre una dirección que se opone a la causa que lo produce.

En la figura 1.12 de referencia se supone que la dirección del flujo es la de las agujas del reloj y que aumenta. Si la corriente en el secundario I_2

generase el flujo \emptyset , según la regla de la mano derecha, penetraría por el terminal superior (Fig. 1.11). Como I_2 se opone al flujo \emptyset , debe realmente salir por dicho terminal. La corriente en el secundario I_2 tiende, entonces, a reducir el valor del flujo común en el núcleo del transformador. Si el flujo se reduce, la f.c.e.m. del primario se reduce también, lo que permite que circule más corriente por él, suministrando la energía requerida por el aumento de potencia debida a la carga aplicada al secundario y haciendo que el flujo adquiera de nuevo un valor cercano al inicial. Esta es la sucesión de reacciones que se producen después de aplicar la carga al secundario, que permiten al primario absorber de la línea de alimentación la energía requerida por el incremento de potencia exigida en el secundario.

La variación de la f.c.e.m. en el primario al pasar de operación en vacío a operación en plena carga es aproximadamente de 1 ó 2%. Como la f.c.e.m. es proporcional al flujo común \emptyset , el valor de \emptyset varía sólo ligeramente dentro de los límites del trabajo del transformador y, por lo tanto, los amperes-vueltas netas que actúan en el núcleo permanecen esencialmente invariables. El aumento de amperes-vuelta debidos a la carga del secundario debe equilibrarse, pues, con los amperes-vuelta debidos al aumento de intensidad de corriente en el primario. Como el flujo se mantiene prácticamente constante, la corriente de excitación debe conservarse esencialmente constante.

El efecto de aumento cualquiera de los amperes-vuelta del primario, si no los equilibran igual número de amperes-vuelta del secundario, sería aumentar el flujo, lo que equivale a un número de amperes-vuelta del secundario, sería aumentar el flujo, lo que equivale a un aumento de la f.c.e.m. y a una tendencia del primario a alimentar la línea, lo que atenta contra la ley de la conservación de la energía. Si los amperes-vuelta del primario superan los de excitación deben, por consiguiente, equilibrarse con igual número de amperes-vuelta en oposición del secundario.

La corriente excitatriz es de pequeña intensidad y generalmente su defasamiento es considerable con respecto a la corriente total del primario, como se ve en la figura 1.13. Suele desprejarse I_0 en comparación con la intensidad de la corriente total del primario. Si se despreja, los amperes-vuelta del primario y del secundario son iguales y opuestos, y

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (1.13)$$

Por tanto

$$a = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1.14)$$

Es decir, las intensidades de corriente en el primario y en el secundario son inversamente proporcionales a sus respectivos números de espiras.

La relación anterior puede deducirse también de la ley de conservación de la energía. Si las pérdidas en el transformador se desprecian y se supone que el factor de potencia es uno,

$$V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (1.15)$$

Por tanto

$$a = \frac{I_1}{I_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (1.16)$$

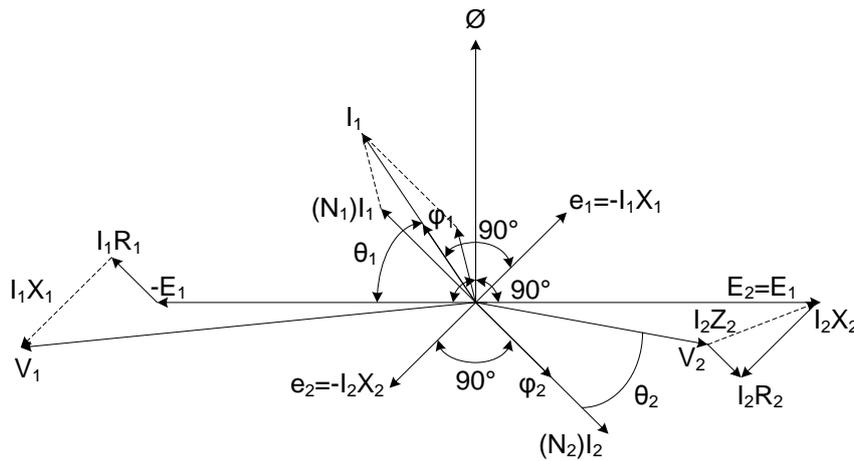


Figura 1.13 Diagrama vectorial del transformador con carga.

1.3.7 Eficiencia de un Transformador.

Las pérdidas que ocurren en un transformador con carga pueden ser divididas en dos grupos:

- a) Las pérdidas ($I^2 X_R$) de los devanados primario y secundario, están dadas como:

$$I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 \quad (1.17)$$

- b) Las pérdidas del núcleo debido a la histéresis y a las corrientes de eddy.

Puesto que el valor máximo de la densidad de flujo en un transformador normal no varía más del 2% estando en vacío ó cuando a plena carga, es usual suponer las pérdidas del núcleo constantes a plena carga. Este valor de perdidas se obtiene de la prueba de vacío. Así que:

P_n = Pérdidas totales del núcleo, luego entonces, las pérdidas totales en el transformador son $P_n + I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2$, y su eficiencia queda definida como:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia de Salida}}{\text{Potencia de Entrada}} = \frac{\text{Potencia de Salida}}{\text{Potencia de Salida} + \text{Pérdidas}} \quad (1.18)$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{I_2 V_2 \times \text{Factor de Potencia}}{I_2 V_2 \times \text{fp.} + P_n + I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2}$$

Es posible tener gran exactitud expresando la eficiencia por las formas:

$$\text{Eficiencia} = 1 - \frac{\text{Pérdidas}}{\text{Potencia de Entrada}} \quad (1.19)$$

En donde las pérdidas están dadas por:

- Pérdidas en el hierro

Pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes de Foucault

- Pérdidas en el cobre

$R_1 I_1^2$ (Watts)

$R_2 I_2^2$ (Watts)

1.3.8 Conexión de Transformadores de Distribución Monofásicos.

Los transformadores que cubren áreas residenciales y comerciales transforman generalmente de 13.2 kV a 115 ó 120 V. El arrollamiento secundario se compone de bobinas, arrolladas cada una para 120 V. Estas dos bobinas pueden conectarse bien en paralelo, para suministrar a una red bifilar de 120V (ver figura 1.14 (a)) ó en serie, para suministrar a una red de alimentación trifilar de 120V y 240V (ver figura 1.14 (b)), y la (figura 1.14 (c)) representa el esquema eléctrico de un transformador de tipo rural.

Si se comete un error en cuanto a la polaridad al conectar las bobinas secundarias en paralelo, (figura 1.15 (a)) de modo que 1 se conecta a 4 y 2 a 3, el resultado será un secundario corto circuitado que hará fundir los fusibles o activar los dispositivos de protección colocados en el lado de alta tensión. Un error en la polaridad cuando se conecta la bobina serie (figura 1.15 (b)), que hará que la tensión entre los conductores exteriores sea nula en lugar de 240V.

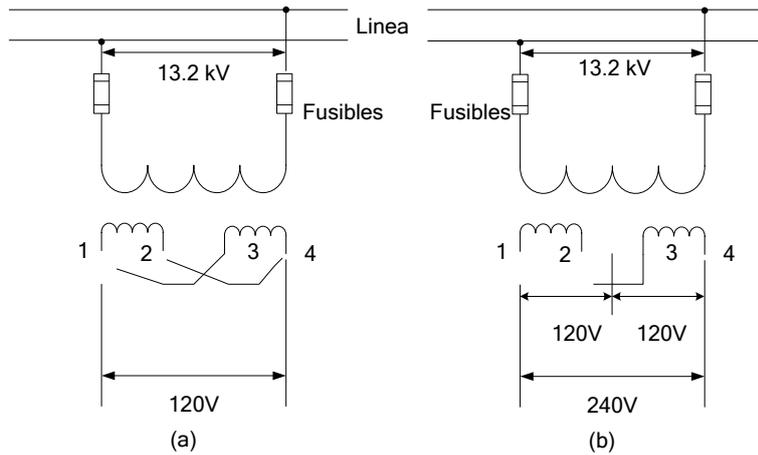


Figura 1.14 (a) y (b) Transformadores normales.

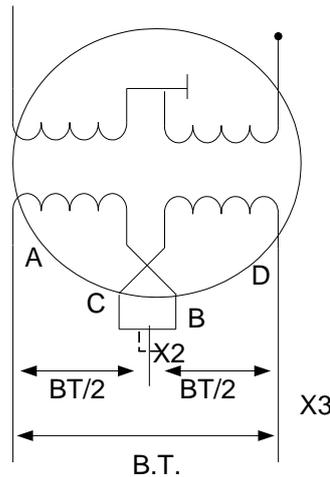


Figura 1.14 (c) Transformador tipo rural.

Relativamente en los circuitos ó redes de distribución de gran longitud, la tensión baja por efectos de caídas de tensión, esto significa que un transformador de distribución conectado al principio de una línea recibirá una tensión más alta que muchos kilómetros de distancia adelante. Asumiendo que dos transformadores de distribución similares son conectados a la misma línea, pero a distancias diferentes uno de otro, las tensiones en los secundarios en ambos casos no serán las mismas, la tensión de carga puede ser muy alta al principio de la línea y muy baja al final de está.

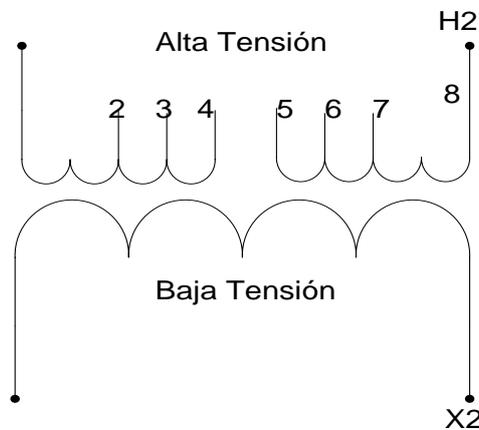
Para vencer estas desventajas y que el servicio de tensión sea adecuado para todas las cargas, se disponen para el ajuste de tensión y corriente derivaciones (taps), éstos se colocan sobre el arrollamiento primario. Los taps en el primario son comúnmente hechos en puntos convenientes del devanado, generalmente, se colocan a la mitad ó final de éste y son especificados en por ciento de la tensión total. Un arreglo común es para proveer más y menos dos derivaciones de dos y medio por ciento, cada una (± 2 de 2% c/u). La figura 1.15 muestra los esquemas de conexiones de un transformador de distribución, monofásico y trifásico.

1.4 PRUEBAS A TRANSFORMADORES Y NORMATIVIDAD.

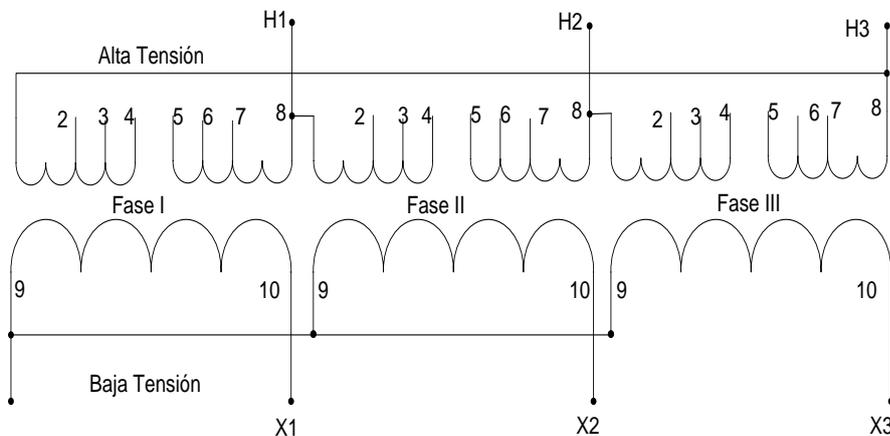
Estas se aplican para comprobar que un transformador ha sido diseñado correctamente, así como para operar fuera de sus condiciones nominales.

De acuerdo a la Norma Mexicana (NMX-J-169-ANCE-2004 “Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia- Métodos de Prueba); se tiene la siguiente clasificación:

- a) *Pruebas de Prototipo.*- Solo se aplica a nuevos diseños para verificar si el transformador cumple con lo establecido por la norma o el usuario.
- b) *Pruebas de Rutina.*- Son las que el fabricante debe de aplicar a los transformadores de acuerdo con lo establecido en la norma antes mencionada; esto con la finalidad de que se cumpla con los requerimientos de la norma o el usuario.



(a) Monofásico.



(b)Trifásico Conexión Delta-Estrella

Figura 1.15 Esquema eléctrico que muestra la salida de derivaciones en un transformador.

Estas son las que se desarrollarán y se enlistan a continuación:

- 1.- Prueba de resistencia ohmica
- 2.- Prueba de resistencia de aislamiento
- 3.- Prueba de tensión de impulso
- 4.- Prueba de tensión aplicada
- 5.- Prueba de tensión inducida
- 6.- Prueba de rigidez dieléctrica de aceite
- 7.- Prueba de resistencia de aislamiento

Estas pruebas no necesariamente se aplican en este orden.

- c) *Pruebas Opcionales.*- Son dictadas entre el fabricante y el usuario, con la finalidad de comprobar características especiales del transformador.
- d) *Pruebas de Aceptación.*- Se establecen en un contrato, estas tienen por objetivo, demostrar al usuario que el transformador cumple con la norma y las especificaciones que corresponden.

Los transformadores manufacturados por los fabricantes, son diseñados, fabricados y probados para cumplir con las normas y especificaciones.

1.4.1 Normas Nacionales

NOM-002-SEDE-1999. Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.

NOM-008-SCFI. Sistema general de unidades.

NOM-024-SCFI. Información comercial para empaques, instructivos y garantía de los productos electrónicos, eléctricos y electrodomésticos.

NMX-J-116- ANCE. Producto eléctricos- Transformadores-Transformadores de distribución tipo poste, tipo subestación-especificaciones.

NMX-J-285-ANCE-1996. Productos eléctricos-Transformadores de distribución tipo pedestal, monofásicos y trifásicos para distribución subterránea-especificaciones.

NMX-J-287-ANCE-1996. Productos eléctricos-transformadores de distribución tipo sumergible, monofásicos y trifásicos para distribución subterránea-especificaciones.

NOM-J-271. Técnicas de prueba en alta tensión.

NMX-J-123/I-ANCE-1999 (IEC 296). Productos eléctricos - transformadores - aceites minerales aislantes para transformador - parte1: especificaciones.

NOM-J-153. Clasificación de materiales aislantes.

1.4.2 Normas Internacionales

C57.12.00 General Requirements for Distribution. Power and Regulating Transformers. (Requerimientos Generales Para Transformadores De Distribución, Potencia y Reguladores).

C57.12.10 Requirements for Transformers 230000 volts, and below 833/958 through 83333/10417 kVA, single phase, and 750/862 through 60000/80000/100000 kVA, three phase. (Requerimientos para Transformadores monofásicos de 23 kV, desde 833/958 hasta 83333/1 0417 kVA, y trifásicos de 750/862 hasta 60000/80000/100000 kVA).

C57.12.90 Test code for distribution, power and regulating transformers.(Código de Prueba para transformadores de distribución potencia y reguladores).

C57.13 Requirements for Instrument Transformers. (Requerimientos para transformadores de Instrumento).

En este capítulo se abordaron los aspectos más importantes de los SEP, desde la generación de energía eléctrica, sus transmisión y distribución, poniendo especial atención en esta última etapa ya que en esta se encuentran los transformadores de distribución.

Capítulo 2

Metodología de Pruebas a Transformadores.

En este capítulo se expone la metodología correspondientes para llevar a cabo las pruebas de rutina en el PPT de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) , 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 NMX-J-169-ANCE-2004 “Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia - Métodos de Prueba”.

2.1 PRUEBA DE RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS.

Objetivo

Comprobar que las conexiones internas de los devanados y guías, están sujetadas firmemente, de igual forma, obtener las pérdidas en el cobre (I^2R) y calcular la temperatura de los devanados en la prueba de temperatura. Se debe medir simultáneamente la temperatura de los devanados, como indican los siguientes puntos:

- Si el transformador es de tipo seco. La temperatura debe ser determinada por el promedio de por lo menos tres termómetros colocados entre los devanados.
- Si es sumergido en aceite. Se debe energizar 8 horas antes de efectuar la medición y la temperatura del devanado se considerara como la del propio líquido.
- La prueba se realizará en un lugar donde no existan cambios bruscos en el ambiente.

Consideraciones

Los métodos empleados para realizar la prueba son el método del puente de Wheatstone o el método del puente Kelvin y el método de caída de potencial siendo el método del puente, el más usado por su simplicidad y exactitud; además de operar con corrientes pequeñas, evitando calentamiento en los devanados y reduciendo errores en las mediciones. La norma establece a este método como único para devanados donde la corriente nominal sea menor a un ampere.

El método de caída de potencial se utiliza cuando la corriente nominal del devanado a probar, es mayor a un ampere. La prueba se realiza haciendo circular una corriente directa por el devanado sin exceder el 15% de la corriente nominal, para evitar calentamientos y por consiguiente, errores de medición. Las lecturas de tensión y corriente se toman simultáneamente de los aparatos, estando conectados según el arreglo de la figura 2.1, en donde el voltmetro se conectará lo más cerca posible al devanado para evitar la caída de potencial en los conductores. La resistencia se obtendrá aplicando la Ley de Ohm.

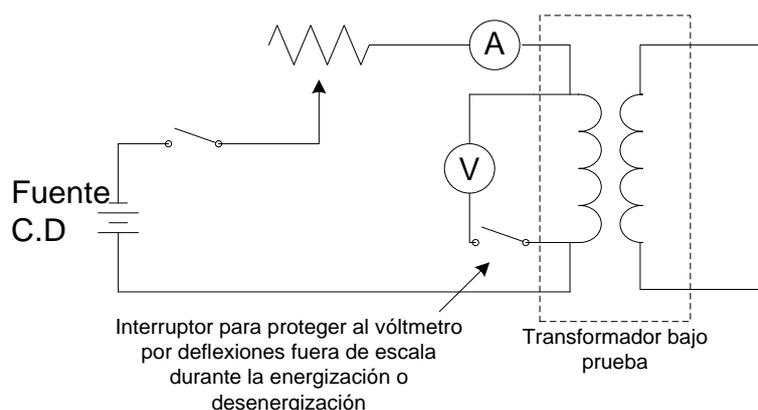


Figura 2.1 Diagrama de conexión para la medición de resistencia óhmica de los devanados. Método de caída de potencial.

Para una mejor precisión se toman cinco lecturas de tensión y corriente. Y se toma como valor real de resistencia, el promedio de las mismas. La resistencia se referirá a la temperatura de operación a plena carga por medio de la siguiente expresión:

$$R_1 = R_2 \frac{T + T_1}{T + T_2} \quad (2.1)$$

Donde:

R_1 = Resistencia referida a la temperatura T_1 , en Ω .

R_2 = Resistencia medida a la temperatura T_2 , en Ω .

T = Constante de temperatura de resistencia cero, ($Cu = 234.5$ y $Al = 225.0$), en $^{\circ}C$.

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

T_2 = Temperatura del devanado el momento de medir R_2 , en $^{\circ}C$.

Para transformadores monofásicos la resistencia medida es entre las terminales H_1-H_2 y X_1-X_2 ; y en transformadores trifásicos entre H_1-H_2 , H_1-H_3 , H_2-H_3 y X_1-X_2 , X_1-X_3 , X_2-X_3 . Las cuales no representan la resistencia de cada fase. En este caso de un devanado conectado en estrella, cada medición será de $2R$, siendo R el valor de la resistencia de fase. Esto no se aplicara cuando exista desequilibrio en las resistencia; por lo que para determinar su valor en forma correcta, se emplearán las ecuaciones deducidas del circuito en estrella de la figura 2.2.

Para un devanado conectado en delta, las lecturas serán de $2/3R$, y en caso de presentarse un desequilibrio en sus valores de resistencia, se recurrirá a las ecuaciones del circuito en delta, (figura2.3).

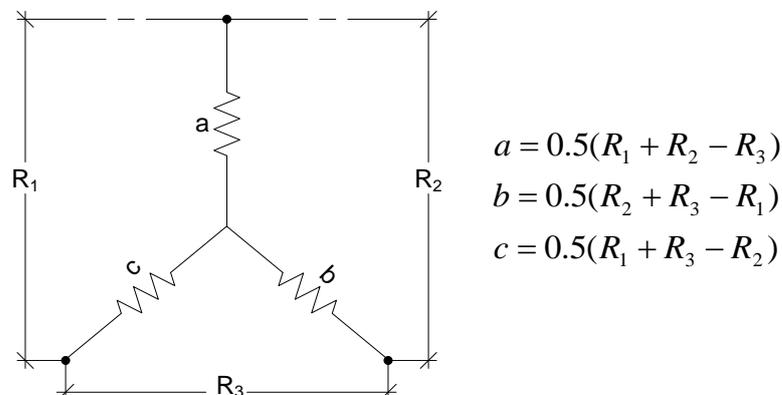


Figura 2.2 Conexión en estrella.

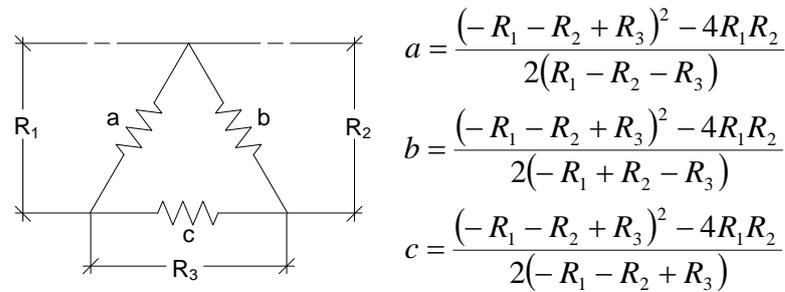


Figura 2.3 Conexión en delta.

Características del equipo empleado

El equipo empleado son el puente de Wheatstone y el puente de Kelvin; ambos para medir resistencia, la diferencia radica en que el puente de Wheatstone se usa para medir resistencias de 1 a $1 \times 10^9 \Omega$ y el puente de Kelvin mide resistencias de 1×10^{-5} a 1Ω . La figura 2.4 muestra el diagrama interno de cada uno.

Al realizar las mediciones, es necesario eliminar errores introducidos por el conductor con el cual se conecta el instrumento y la resistencia de contacto. Para esto se utiliza el método de los cuatro hilos, figura 2.5, donde dos hilos transmiten corriente y los otros dos miden la caída de tensión en el devanado. Empleando el puente de Wheatstone, la resistencia R_x se calcula con la expresión:

$$R_x = R_2 \frac{R_3}{R_1} \tag{2.2}$$

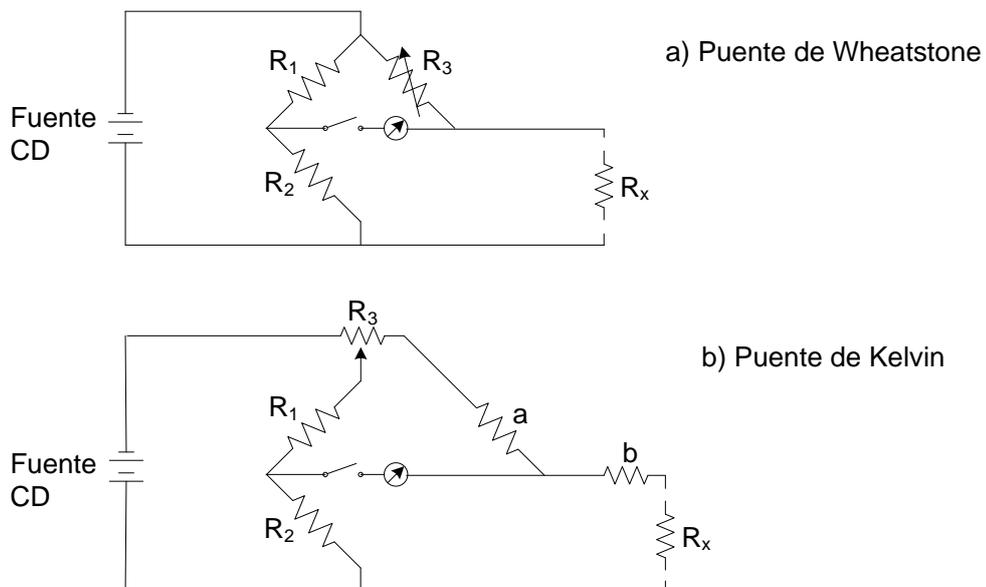


Figura 2.4 Diagrama de los puentes: (a) Wheatstone y (b) Kelvin.

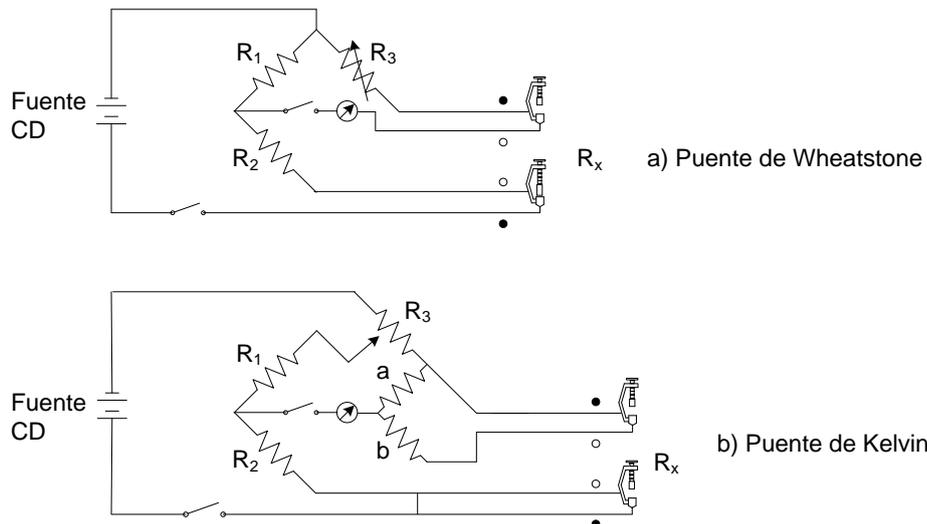


Figura 2.5 Puentes de Wheatstone y Kelvin Conectados con el método de los cuatro hilos. (•) Señal de corriente.

Corrientes a considerar

Los devanados que no están bajo prueba deberán permanecer en circuito abierto durante la prueba y así estabilizar más rápido la corriente de alimentación. En el caso de que la fuente de C.D. sea una máquina de conmutación, los devanados fuera de prueba deben estar en cortocircuito con la finalidad de amortiguar las variaciones de tensión y eliminar vibraciones en la aguja del voltmetro. Esto se aplica para ambos métodos (utilizando el puente y el método de caída de tensión).

2.2 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 ó 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 (I_P):

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10min.}}}{R_{\text{aisl. 1min.}}} \quad (2.3)$$

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 2.1.

Tabla 2.1 Factores de resistencia de aislamiento por temperatura a 20 °C.

TEMPERATURA °C	FACTOR "K"	TEMPERATURA °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		

Diagrama de conexiones.

La prueba de resistencia de aislamiento de un transformador debe involucrar las siguientes maniobras de conexión y se representan en la figura 2.6 en forma esquemática:

- a) Alta tensión contra baja tensión más tierra.
- b) Baja tensión contra alta tensión más tierra.
- c) Alta tensión contra baja tensión.

2.3 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.

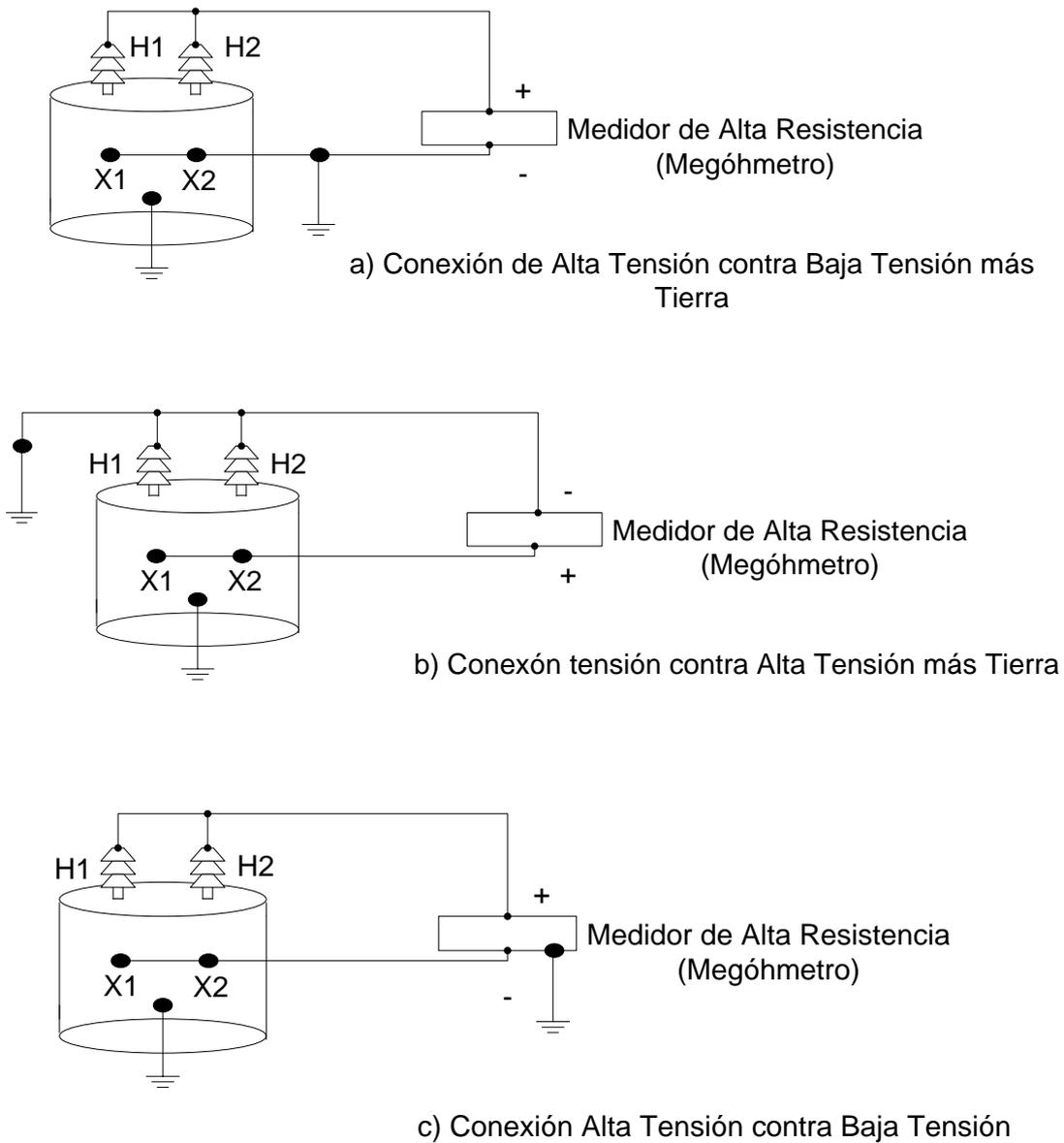


Figura 2.6 Esquema de conexiones de un transformador para la prueba de resistencia de aislamiento.

Consideraciones

La relación de transformación se deduce de dividir el número de vueltas del devanado primario entre el número de vueltas del devanado secundario, ó 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:

$$a = \frac{N_1}{N_2} \approx \frac{V_1}{V_2} \approx \frac{I_2}{I_1} \tag{2.4}$$

Donde:

a : Relación de transformación.

V_1 y V_2 : Tensiones en las terminales del devanado primario y secundario, V.

I_1 y I_2 : Corrientes en el devanado primario y secundario, A.

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

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

Solo se mencionara 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 2.7 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.

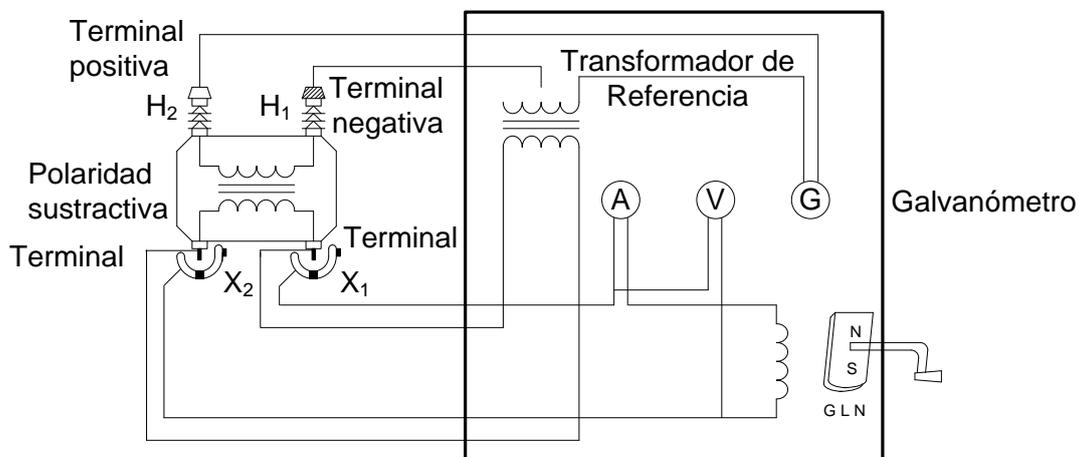


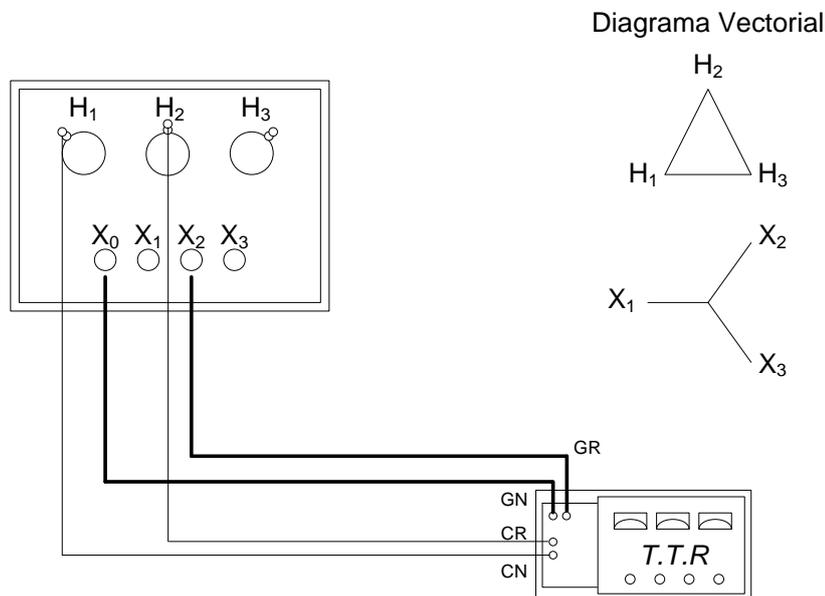
Figura 2.7 Esquema para la prueba de relación de transformación.

Para equilibrar el galvanómetro en el T.T.R, es necesario variar la posición de los selectores (S_1 , S_2 , S_3 y S_4). 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 2.8 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:

- a) Comprobar la relación de transformación en equipos nuevos, reparados o rebobinados.
- b) Identificar y determinar terminales, derivaciones (taps) y su conexión interna.
- c) Determinar y comprobar polaridad, continuidad y falsos contactos.
- d) Pruebas de rutina y detección de fallas incipientes.
- e) Identificar espiras en cortocircuito.



Prueba	Conexiones				Mide
	CN	CR	GN	GR	
1	H ₁	H ₂	X ₀	X ₂	Fase 2
2	H ₂	H ₃	X ₀	X ₃	Fase 3
3	H ₃	H ₁	X ₀	X ₁	Fase 1

Figura 2.8 Secuencia de conexiones para la prueba de relación de transformación y polaridad, en un transformador delta-estrella.

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:

$$\%Diferencia = \frac{Valor\ te\acute{o}rico - Valor\ medido}{Valor\ te\acute{o}rico} \times 100 \quad (2.5)$$

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

2.4 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.

Objetivo.

Verificar que la clase y cantidad de material aislante de los devanados correspondiente sean las adecuadas, y así asegurar que el transformador resistirá los esfuerzos eléctricos a los que se verá sometido durante su operación.

Consideraciones.

La prueba se efectuará aplicando una tensión a una frecuencia de 60 Hz, durante un minuto, iniciándose con un valor no mayor a un cuarto de establecido como tensión de prueba (ver tabla 2.2). Posteriormente se elevará hasta alcanzar la tensión requerida en un tiempo aproximado de 15 segundos. Para suspender la tensión, se reducirá en forma gradual hasta alcanzar por lo menos un cuarto de la tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor de 5 segundos.

Si la tensión es retirada súbitamente con ayuda de un interruptor, los aislamientos pueden dañarse debido a una tensión transitoria mayor que la aplicada. Salvo en el caso de alguna falla es aceptable lo anterior. Cuando el mismo devanado tiene dos o más clases de aislamiento, como son devanados conectados en estrella o monofásicos, que tienen aislamiento reducido progresivamente al neutro, la tensión de prueba es el correspondiente a la clase de aislamiento de este último.

Conexiones eléctricas.

En esta prueba, todas las terminales de un mismo devanado se conectan entre sí. El devanado bajo prueba se conecta a la terminal de alta tensión del transformador de prueba y todas las otras terminales de los devanados restantes se conectan a tierra junto con el tanque, como se muestra en la figura 2.9.

Tabla 2.2 Tensión de prueba para transformadores sumergidos en aceite de acuerdo a su nivel da aislamiento (establecidos por el IEEE).

Tensión de prueba de acuerdo al nivel de aislamiento			
Clase de Aislamiento kV	Tensión de Prueba (valor Eficaz) kV	Clase de Aislamiento kV	Tensión de Prueba (valor Eficaz) kV
1,2	10	161	325
2,5	15	196	395
5	19	215	430
8,7	26	230	460
15	34	315	630
18	40	345	690
25	50	375	750
34,5	70	400	800
46	95	430	860
69	140	460	920
92	185	490	980
115	230	520	1040
138	275	545	1090

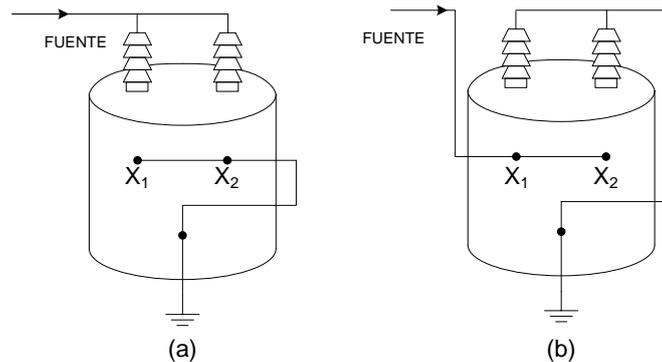


Figura 2.9 Conexiones necesarias para la prueba de potencial aplicado.

- a) Transformador monofásico con su devanado de alta tensión bajo prueba.
- b) Transformador monofásico con su devanado de baja tensión bajo prueba.

Criterios de aceptación o rechazo.

Los medios por los que se pueden detectar fallas son:

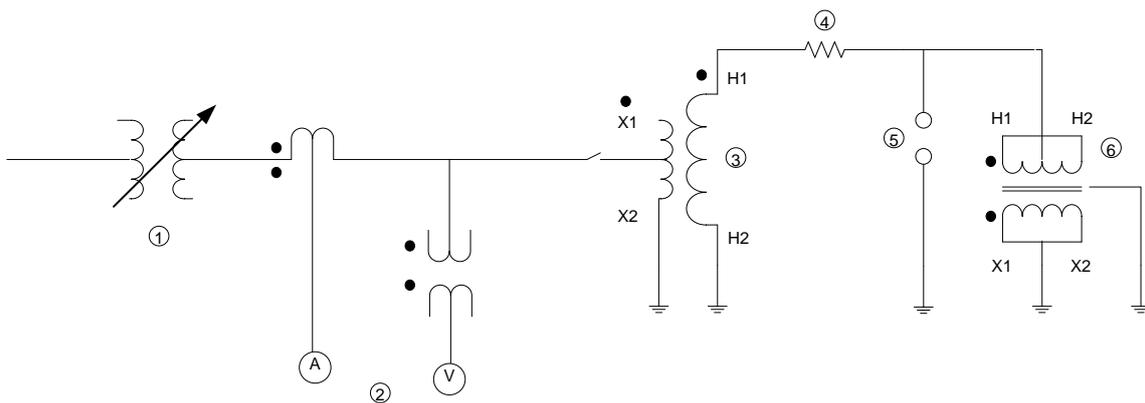
Incremento brusco de corriente.- Al incrementarse la corriente repentinamente durante la prueba existe la presencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión.

Ruidos dentro del tanque.- Si existe ruido o algún zumbido en el interior del tanque, será debido a una distancia crítica o un exceso de humedad.

Humo y burbujas.- En caso de presentarse ambos efectos, esto indica la existencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión, pero si solo se observan burbujas, no necesariamente indicaran una falla ya que puede existir aire ocluido en el devanado; por lo que se recomienda repetir la prueba.

Diagrama unifilar de prueba.

El circuito eléctrico simplificado para realizar la prueba de potencial aplicado está indicado en la figura 2.10



Donde:

- 1.- Regulador de tensión.
- 2.- Sistema e medición.
- 3.- Transformador de prueba.
- 4.- Resistencia limitadora de corriente.
- 5.- Voltímetro de esferas u otro equipo de medición de alta tensión
- 6.- Transformador bajo prueba.

Figura 2.10 Circuito simplificado para realizar la prueba de potencial aplicado.

El transformador de prueba

Los transformadores de prueba usados en los laboratorios de alta tensión son, generalmente transformadores de bajos rangos de potencia, pero con relaciones de transformación muy grandes. Estos transformadores tienen normalmente una terminal del devanado de alta tensión conectado a tierra, con el fin de referir la tensión a este punto. Sin embargo, en muchos circuitos utilizados se requieren transformadores completamente aislados, como los empleados para cargar el generador de impulsos. La figura 2.11 representa un transformador de prueba.

No menos importante son los equipos que intervienen en la prueba de potencial aplicado: Regulador de tensión, sistema de medición, voltmetro de esferas y resistencias limitadoras de corriente.

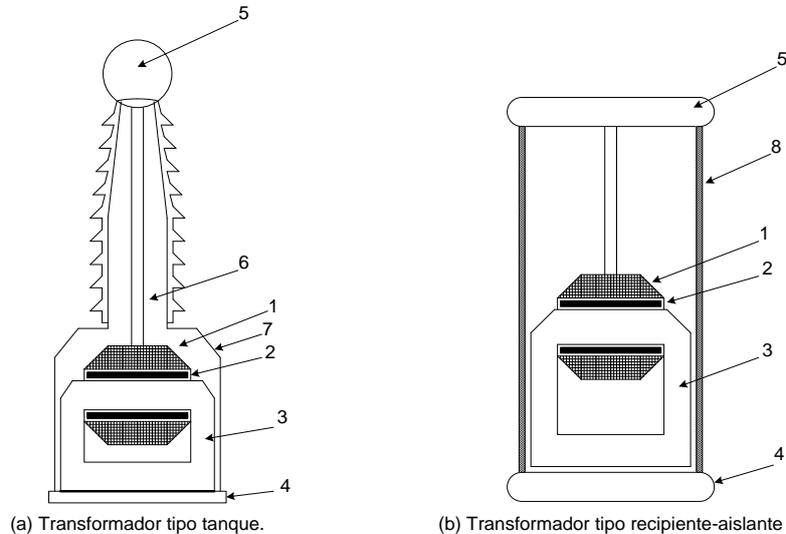


Figura 2.11 Corte transversal de dos tipos de transformadores de prueba aislados con aceite: 1) Devanado de A.T., 2) Devanado B.T., 3) Núcleo magnético, 4) Base, 5) Terminal A.T., 6) Boquilla, 7) Tanque metálico y 8) Recipiente aislado.

Una vez que las esferas del voltmetro están calibradas para la tensión de prueba se procede a aplicar dicha tensión, partiendo desde un mínimo hasta alcanzar la tensión de flameo, en cuyo instante se toma la lectura del voltmetro. Es necesario repetir esta operación no menos de tres veces, con intervalos no mínimos de 15 segundos. El valor de las lecturas tomadas no deberá diferir del 3% y su promedio se considerará como el correspondiente a la tensión de prueba.

Realizado lo anterior se conecta el transformador bajo prueba y al voltmetro de esferas se le da un 10% más de distancia para evitar que en el transcurso de la prueba se establezca un arco entre sus esferas. Cuando hay varios transformadores con las mismas características estos pueden ser sometidos a prueba al mismo tiempo conectándolos entre si en paralelo, siempre y cuando el transformador de prueba tenga la potencia suficiente. La potencia requerida para probar un transformador está, determinada por la siguiente ecuación:

$$kVA = 2 \pi f C V^2 \times 10^3 \quad (2.6)$$

Donde:

C: Capacitancia a tierra del objeto bajo prueba, F.

V: Tensión de prueba, V.

El número de transformadores que se pueden probar al mismo tiempo, se calcula con la ecuación:

$$N = \frac{I}{2 \pi f C V} \quad (2.7)$$

Donde:

N: Número de transformadores que se pueden probar.

I: Corriente máxima del equipo de prueba, en Amperes.

2.5 PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO.

Objetivo.

La finalidad de esta prueba consiste en comprobar si el aislamiento entre vueltas, capas y secciones de los devanados del transformador es de la calidad requerida, así como verificar el aislamiento entre bobinas y entre devanados y tierra.

Consideraciones.

La prueba es al doble de la tensión nominal y hasta completar 7200 ciclos. El flujo máximo al que opera el núcleo está determinado por la ecuación general del transformador.

$$\Phi_{\max} = \frac{E}{4.44 f N} \quad (2.8)$$

Al aplicar una tensión del 200%, el flujo aumentará en la misma proporción, por lo que, para limitarlo se tendrá que aumentar en igual forma la frecuencia. Es decir, cuando el transformador esté diseñado para operar a 60 Hz, la prueba se podrá ejecutar a 120 Hz y su duración será de 60 segundos. Cuando la prueba se realice con una frecuencia mayor a los 120 Hz, el esfuerzo dieléctrico en los devanados será mayor, por lo que la prueba se ha limitado a 7200 ciclos. Por tal razón, el tiempo de la prueba depende de la frecuencia del generador utilizado. Con este criterio se ha formulado la tabla 2.3, con los valores de frecuencia más comunes y su tiempo de duración.

Tabla 2.3 Tiempos establecidos por las normas ANSI C57-72 para la prueba de potencial inducido.

Frecuencia (Hz)	Duración de la Prueba (s)
120	60
180	40
240	30
360	20
400	18

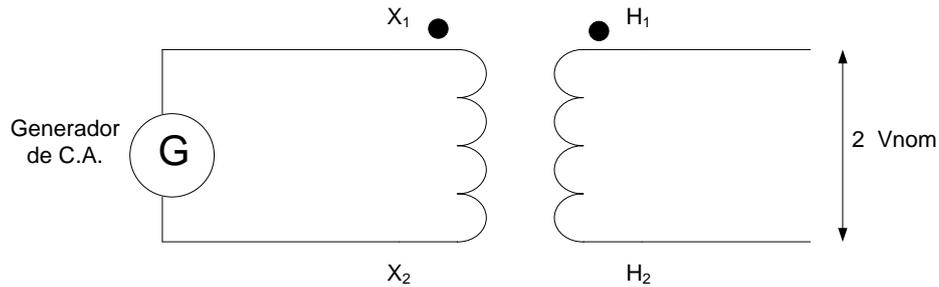
Procedimiento de prueba

La prueba se inicia aplicando una tensión menor o igual a la cuarta parte del valor de la tensión de prueba, incrementándose posteriormente hasta alcanzar la tensión plena en un tiempo no mayor de 15 segundos. Se sostiene la tensión de prueba durante el tiempo especificado en la tabla 2.3; y para suspender la prueba, se reduce gradualmente la tensión hasta alcanzar por lo menos una cuarta parte de su valor en un tiempo no mayor de 5 segundos, después de lo anterior se podrá interrumpir la alimentación.

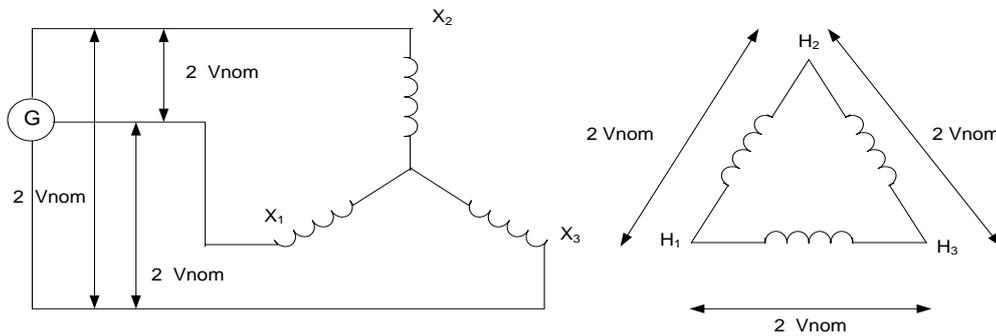
Al igual que en la prueba de potencial aplicado, la prueba de potencial inducido sólo podrá ser suspendida repentinamente en caso de falla, ya que, de otra manera se puede dañar los aislamientos por transitorios de sobretensión mayores que el de prueba.

Cuando los transformadores tienen un aislamiento uniforme en sus devanados se aplica el doble de la tensión nominal, induciéndose por lo tanto una tensión tal que los volts por vuelta son dos veces el nominal. Los esquemas eléctricos para aplicar la prueba de potencial inducido se presentan en la figura 2.12.

En caso de que la fuente de excitación sea monofásica y el transformador al cual se someterá a prueba sea trifásico, la prueba debe realizarse por fases, como lo representa la figura 2.13, debiéndose probar independientemente cada una de ellas. En los transformadores con aislamiento reducido al neutro, y que, por lo tanto, en la prueba de potencial aplicado se prueban con la tensión correspondiente al nivel de aislamiento del propio neutro, se aplicará una tensión de tal forma que se induzca entre las terminales de mayor clase de aislamiento y tierra (no necesariamente entre terminales y neutro) una tensión igual al que le corresponde en la prueba de potencial aplicado.



a) Circuito electrico para aplicar la prueba a un transformador monofásico con su aislamiento uniforme.



b) Circuito electrico para aplicar la prueba a un transformador trifásicos, conectado en delta sus devanados de alta tension y considerando que su aislamiento es uniforme

Figura 2.12 Esquemas eléctricos representativos para aplicar la prueba de potencial inducido a transformadores monofásicos y trifásicos con aislamientos uniformes.

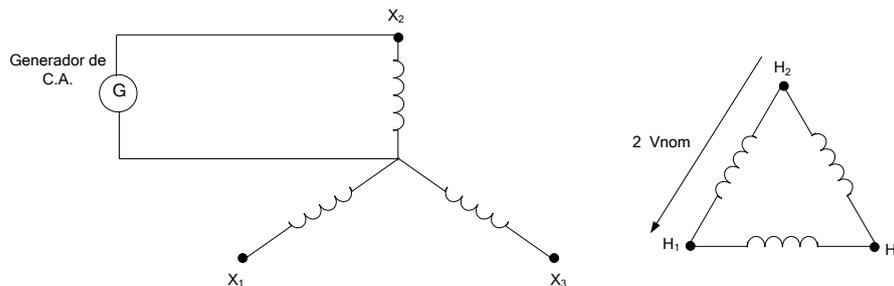


Figura: 2.13 Circuito representativo de la prueba de un transformador trifásico, conectado en delta su alta tensión.

Los métodos de prueba más comunes para transformadores con aislamientos reducidos al neutro, son los siguientes:

- Método delta cerrada.
- Método delta abierta
- Método cierre

Esquema general de conexiones para prueba

El circuito utilizado para aplicar la prueba de potencial inducido, se indica en la figura 2.14.

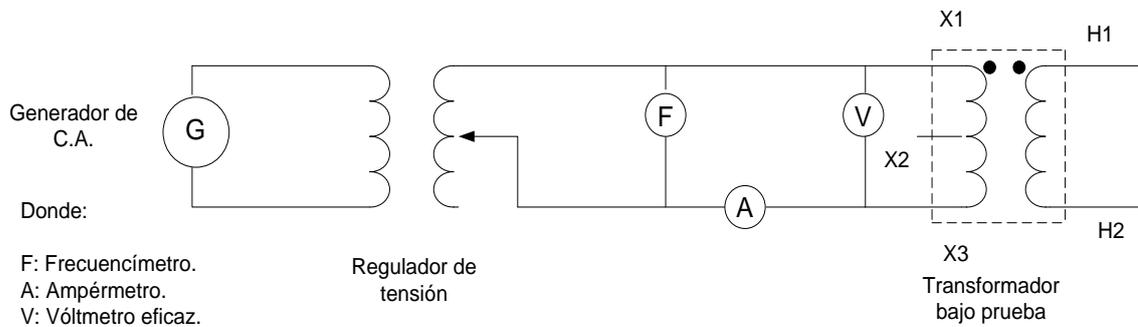


Figura 2.14 Esquema eléctrico para aplicar la prueba de potencial inducido a un transformador monofásico, con alimentación en el devanado de baja tensión.

El circuito utilizado en el caso de que el transformador fuera trifásico será el de la figura 2.15.

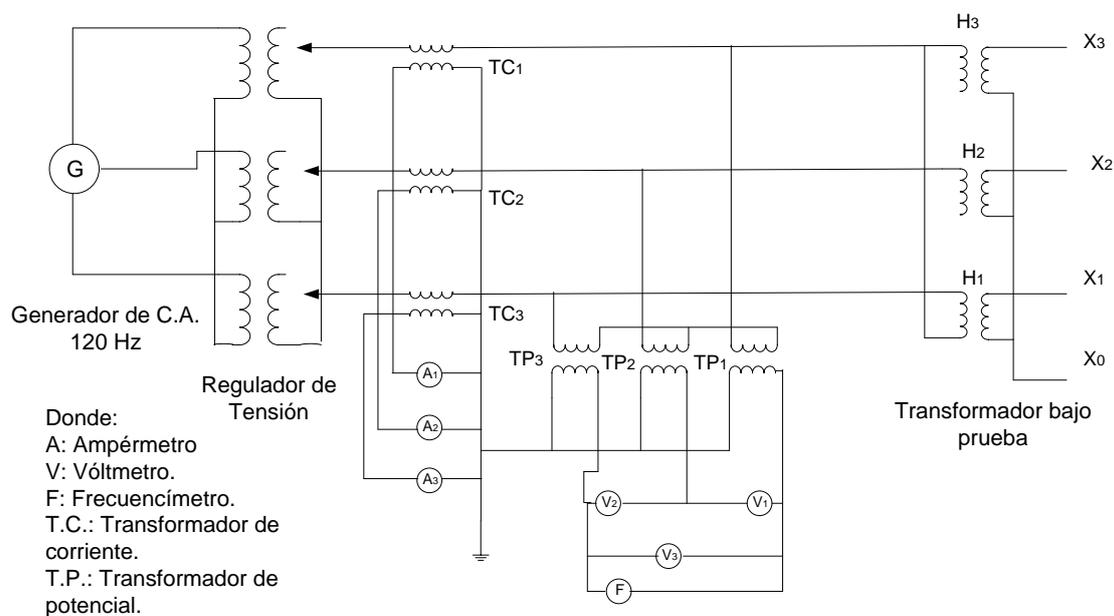


Figura 2.15 Esquema eléctrico para aplicar la prueba de potencial inducido a un transformador trifásico.

Criterios de aceptación o rechazo

Los medios por los que se pueden detectar una falla, son los siguientes:

Incremento brusco de corriente.-Cuando la corriente se incrementa bruscamente durante la prueba, existe la evidencia de falla en el devanado, ya sea entre vueltas o entre capas.

Ruidos dentro del tanque.- Si se presenta un ruido intenso en el interior del tanque, la falla posible puede deberse a distancias cortas de los devanados o partes vivas contra el tanque. Si el ruido presentado es amortiguado o en forma de zumbido, la causa puede ser por distancias críticas o por la existencia de humedad.

Humo y burbujas.- La presencia de estas dos en el aceite es prueba inequívoca de falla entre vueltas y capas del devanado. Cuando solo se presentan burbujas no es posible asegurar la existencia de falla, ya que estas pueden haber estado ocluidas entre el devanado.

2.6 PRUEBA DE RUPTURA DIELECTRICA 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 (figura 2.16).

La prueba se lleva a cabo llenando la copa con aceite hasta que los discos ó 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 ó tres veces con el mismo aceite por muestrear. Normalmente una rigidez dieléctrica de 18 kV es considerada como baja, 25 kV ó mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo soporta normalmente 35 kV.

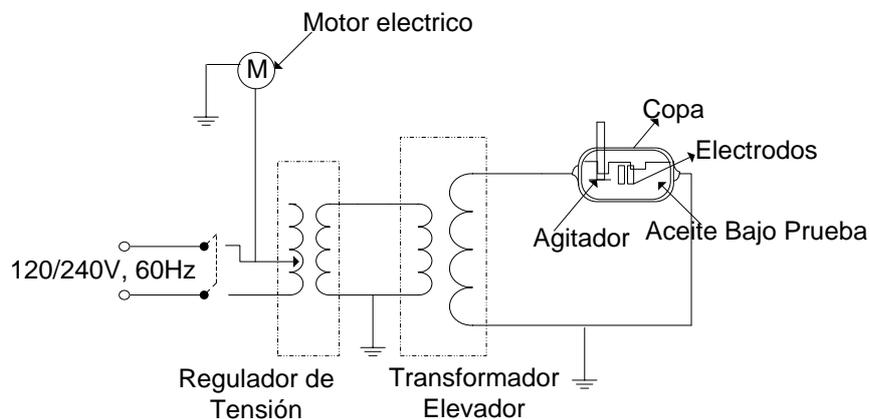


Figura 2.16 Esquema de los principales componentes de un probador de rigidez dieléctrica.

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 dieléctrico 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.

2.7 PRUEBA DE IMPULSO.

Objetivo.

Como en muchas ocasiones las fallas en los transformadores son causadas por descargas atmosféricas, es indispensable saber si el aislamiento del transformador, puede soportar dichas descargas a que está sometido durante su operación.

Consideraciones.

Para proteger un transformador de las descargas atmosféricas es necesario ver, primeramente que tipo de onda se produce. En base a muchas experiencias y años de estudios se determinó que estas descargas son de corta duración, ya que, desde el momento en que se inicia hasta que llega a su valor máximo, tarda un tiempo de 1 a 20 μs , y el tiempo en que su valor desciende a cero es del orden de 10 a 90 μs . Pero la mayoría de estos transitorios tarda entre 1 y 5 μs , donde 1,2 es el tiempo en μs que tarda una onda normalizada a llegar a su valor máximo y entre 10 y 40 μs en descender a un 50% de su valor pico.

De acuerdo con la norma NMX-J-169-ANCE-2004 emitió un reporte especificando los niveles básicos de aislamiento. Estos niveles se establecieron tomando como patrón una onda de 1,2/50 μs , donde 1,2 es el tiempo en μs que tarda una onda normalizada en llegar a su valor de cresta y 50 μs es el tiempo en que la onda decae a la mitad de su valor máximo a partir de su origen. Las partes de onda descrita anteriormente se ilustran en la figura 2.17.

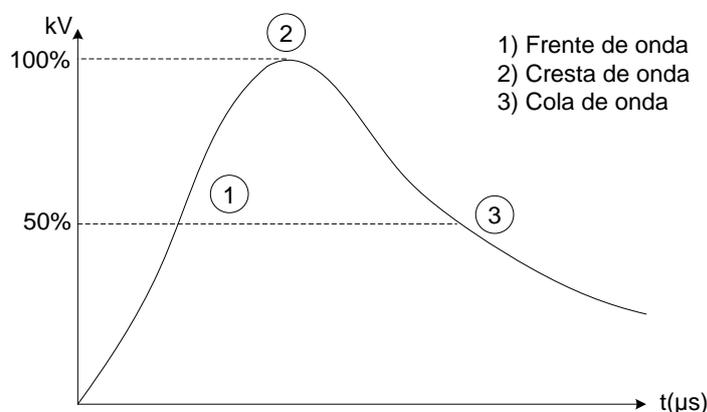


Figura 2.17 Representación de una onda de impulso completa.

Los disturbios producidos por descargas atmosféricas pueden ser representados, por tres tipos básicos de ondas; onda completa, onda cortada y frente de onda. Al efectuar una prueba, normalmente se omite la prueba de frente de onda y sólo se aplican en el siguiente orden, una onda completa reducida, la cual debe estar entre el 50 y el 70 % del valor de la onda completa, posteriormente, se aplican dos ondas cortas, las cuales son del 115 % del valor de la onda completa, y finalmente, se aplica una onda completa. La onda reducida en este caso, sólo sirve para compararla con la onda completa y establecer diferencias que puedan indicar una falla.

La aplicación de la onda completa en el transformador, es para verificar que éste soportará los disturbios producidos en la línea de transmisión al caer en ellas ciertas descargas atmosféricas, ya que estos disturbios viajan por dicha línea hacia el transformador, en cuyo viaje la onda original es cambiada a causa de los efectos corona y efectos capacitivos, Cuando la onda llega al transformador tiene un tiempo aproximado de 1,2 μs de frente y de 50 μs de cola.

La onda cortada es aplicada, debido a que cuando la onda se aproxima al transformador, en algunas ocasiones se corta, drenándose su tensión a tierra. Esto es, a causa del bajo aislamiento que existe en las subestaciones; ya que en estas partes, el aislamiento es más débil que en la línea de transmisión y, además, se encuentran instalados apartarrayos. Esta onda es de un 15 % mayor en magnitud que la onda completa y su tiempo de duración es aproximadamente de 1 a 3 μs .

La prueba de frente de onda es aplicada para predecir el comportamiento del transformador, cuando se vea sometido a una descarga atmosférica en forma directa, ya sea que caiga sobre él o muy cerca. Esta onda sube muy rápidamente hasta producir un arco, causando así un transitorio de pendiente pronunciada con una duración del orden 0.025 a 1 μs y una magnitud de 50 % más que la onda completa. Las tres ondas mencionadas anteriormente se muestran en la figura 2.18.

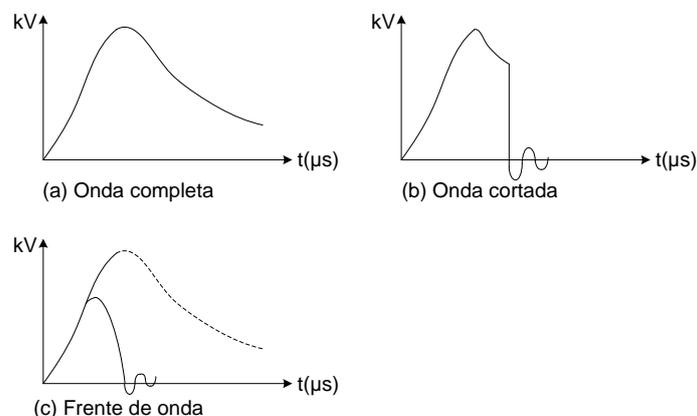


Figura 2.18 Tipos de forma de onda que son aplicadas en la prueba de impulso.

Normalización de la onda de impulso

Una onda de impulso normalizada es aquella que tiene un tiempo de frente de $1.2 \mu\text{s}$ con una tolerancia de $\pm 30 \%$, un tiempo de cola de $50 \mu\text{s}$ con una tolerancia de $\pm 20 \%$ y sólo un 3% de tolerancia en su magnitud establecida.

El tiempo de frente de onda se obtiene trazando una línea recta que pase por los puntos situados entre el 30 y 90 % de la magnitud de la onda. La línea recta se alarga hasta cruzar el eje del tiempo y a este nuevo punto se le llama cero virtual. El tiempo de frente será el comprendido entre el cero virtual y el punto donde la recta llega al 100 % de la magnitud de la onda. Esto se muestra en la figura 2.19, donde:

T_1 = tiempo que tarda la onda en llegar del 30% al 90% de su valor de cresta

T_c = tiempo que tarda la onda en decaer a un 50% de su valor pico

T_f = tiempo de frente

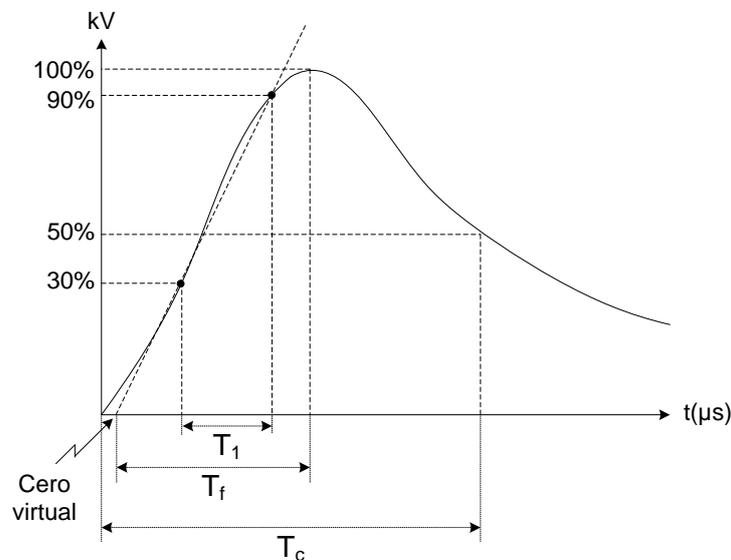


Figura 2.19 Diagrama de trazos para determinar si una onda es normalizada.

En la tabla 2.4, se especifican las magnitudes de las ondas de impulso aplicadas a los transformadores sumergidos en aceite y de acuerdo a su nivel de aislamiento.

Equipo empleado (generador de impulso)

Los generadores de impulso están formados por una serie de capacitores (C'_1) los cuales son cargados en paralelo y descargados en serie por medio de explosores (E). Estos capacitores se cargan a través de una resistencia de carga (R'_3), los cuales deben de ser de un valor mucho más grande que las resistencias de cola (R'_2), para que no influyan apreciablemente en el circuito al momento de la descarga.

Tabla 2.4 Magnitud de las ondas de impulso normalizadas.

Clase de aislamiento (kV)	Onda completa	Onda corta	
	Nivel básico de impulso (kV cresta)	Magnitud (kV cresta)	Tiempo de corte μ s
1.2			1
2.5	30	36	1.5
5.0	45	54	1.5
8.7	60	69	1.6
15	75	88	1.8
18	95	110	2.25
25	125	145	3
34.5	150	175	3
46	200	230	3
60	250	290	3
69	300	345	3
92	350	400	3
115	450	520	3
138	550	630	3
161	650	750	3
180	750	865	3
196	825	950	3
215	900	1035	3
230	975	1120	3
260	1050	1210	3
287	1175	1350	3
315	1300	1500	3
345	1425	1640	3
375	1550	1780	3
400	1675	1925	3
430	1800	2070	3
460	1925	2220	3
490	2050	2360	3
520	2175	2500	3
545	2300	2650	3
	2425	2800	3

Un arreglo completo de un generador de impulso de varios pasos se representa en la figura 2.20, y en la figura 2.21 se presenta el diagrama unifilar del circuito para efectuar la prueba de impulso.

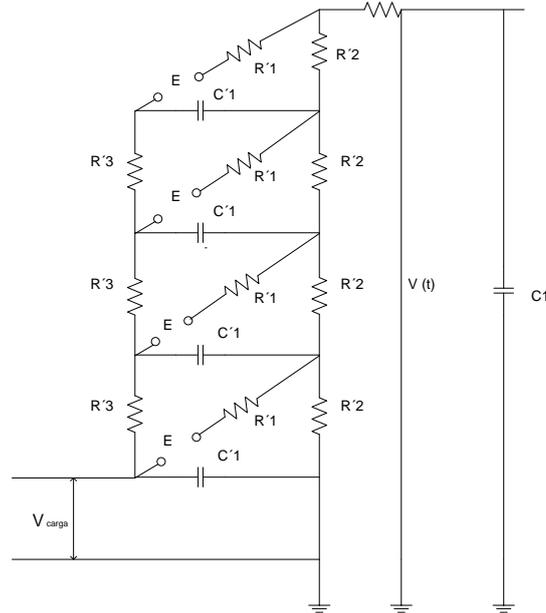
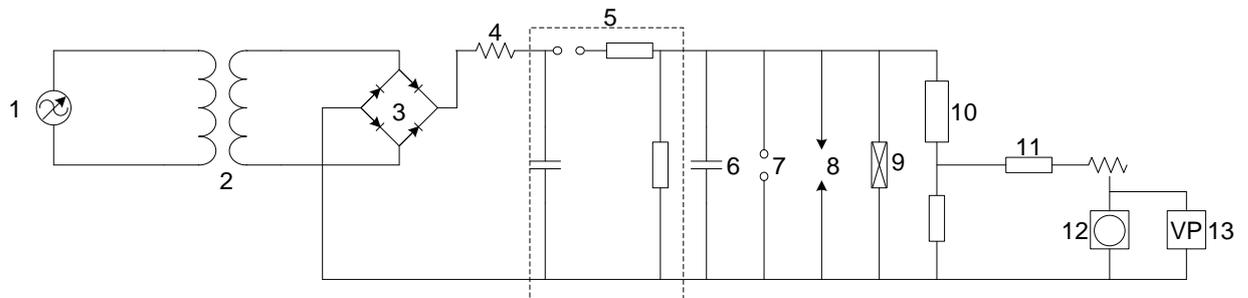


Figura 2.20 Esquema eléctrico de un generador de impulso.



- Donde:
- | | |
|--------------------------------|---------------------------|
| 1.- Regulador de tensión. | 7.- Voltmetro de esferas. |
| 2.- Transformador elevador. | 8.- Explosivos. |
| 3.- Rectificador de tensión. | 9.- Objeto bajo prueba. |
| 4.- Resistencia de protección. | 10.- Divisor de tensión. |
| 5.- Generador de impulsos. | 11.- Cable coaxial. |
| 6.- Capacitor de precarga. | 12.- Osciloscopio. |
| | 13.- Voltmetro de pico. |

Figura 2.21 Esquema eléctrico para efectuar una prueba de impulso.

Esquemas de conexiones y detección de fallas

- *Esquemas de conexiones.*

Generalmente cada una de las terminales de los devanados se debe probar por separado. Las terminales del mismo devanado que no están siendo probadas deben conectarse directamente a tierra, así como también las terminales de los

otros devanados que no están bajo prueba, con el fin de limitar altas tensiones inducidas. Estas conexiones se muestran en la figura 2.22 (A, B y C).

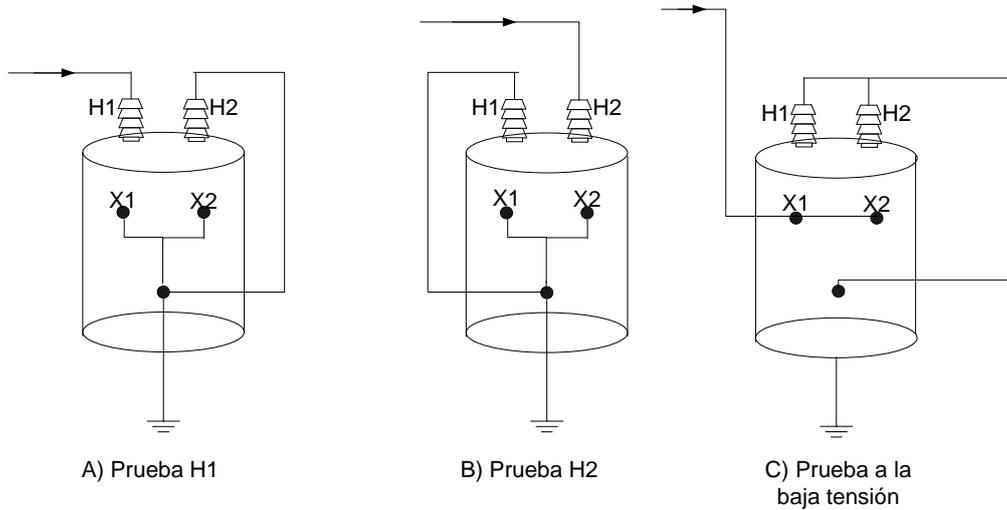


Figura 2.22 Conexiones en un transformador para la prueba de impulso.

Como se observa en la figura 2.22 (c), el devanado de baja tensión esta puentado. Esto es aceptado cuando los devanados tienen impedancias tan bajas que la tensión requerida en los 40 μ s, no se puede obtener con el equipo disponible, debido a la carga tan grande que representa (Eficiencias muy bajas). Otra forma de probar devanados de baja impedancia, es interconectando una resistencia no mayor de 500 ohms en la terminal a tierra del devanado (figura 2.23).

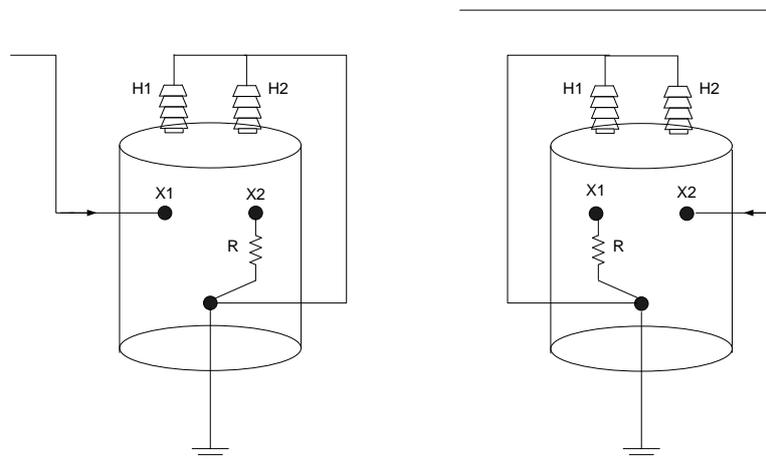


Figura 2.23 Formas de conexión para efectuar una prueba de impulso, más rigurosa en el devanado de baja tensión.

En este capítulo se describieron las pruebas de aceptación que se pueden realizar en el PPT de pesados de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, así como el objetivo de las mismas y los criterios para realizarse todo esto en base a la norma NMX-J-169-ANCE-2004 (“Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia- Métodos de Prueba”).

Capítulo 3

Desarrollo de Pruebas a Transformadores.

En este capítulo se presenta el desarrollo de las pruebas con la finalidad de presentar de forma más detallada como se realizan en el laboratorio de la ESIME. 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.

3.1 PRUEBA DE RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS.

Objetivo.

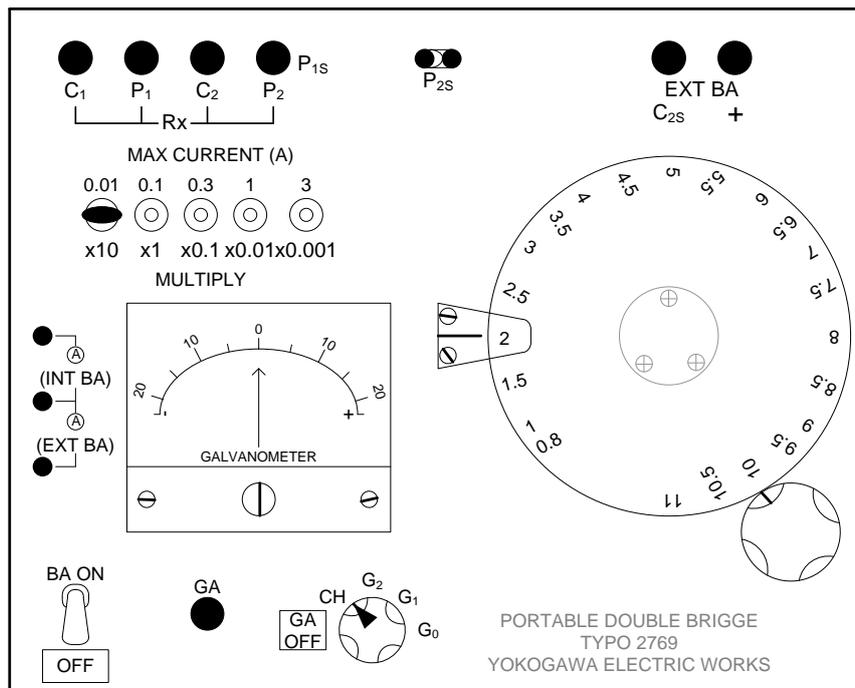
Determinar la resistencia ohmica de los devanados del transformado para el cálculo de las pérdidas (I^2R) en los mismos.

Procedimiento de prueba.

Antes de comenzar a realizar conexiones, es conveniente describir el empleo del Puente de Kelvin.

1. Teniendo el instrumento apagado; primeramente, se identificaran las marcas de corriente (C_1 y C_2) y de potencial (P_1 y P_2) del puente. Entre las cuales se conectara el elemento a medir R_x como se observa en la figura 3.1. Esto en base al método de los cuatro hilos como se explico en el capitulo anterior.
2. Posteriormente se realizará la primera conexión de acuerdo a la tabla 3.1. Correspondiendo para X_0 las terminales C_1 y P_1 y para X_1 las terminales marcadas como C_2 y P_2 . Estas conexiones se realizaran respetando para el primer elemento de la posición el primer par de terminales.

Nota.- Las boquillas que no se empleen deberán de permanecer en circuito abierto.



Servicios Profesionales en
Calibración S.A de C.V
Serie 03546
Fecha: 1-III-01 Vence: 1-III-02
D.T. 4408-01 Realizo MEMC

Figura 3.1 Puente de Kelvin marca Yokogawa Electric Works. Perteneciente al piso de pruebas de la ESIME.

- Una vez conectado el equipo, se elegirá un múltiplo para trabajar ($\times 10^{-3}$). Se procederá a encender el equipo, la perilla de la figura 3.2, se llevara a G_2 y se oprimirá el botón marcado como GA (figura 3.1). Si la aguja del galvanómetro se deflexiona hacia el lado derecho, nos indica que hay que mover la posición del múltiplo hacia un valor menor; en caso de una deflexión hacia la izquierda, habrá que elegir un múltiplo con un valor mayor.

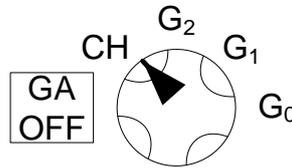


Figura 3.2 Seleccionador del puente de Kelvin

- Una vez elegido de esta manera el múltiplo con el cual se trabajará, se girará la perilla que mueve el disco con los valores marcados de resistencia hasta conseguir que la aguja del galvanómetro se estabilice y quede en cero.
- Por último con el valor indicado en el disco, se realizará el producto del valor obtenido con el del múltiplo seleccionado el cual corresponderá al valor de la resistencia medida. Los pasos anteriores tendrán que repetirse para cada posición indicada en las tablas 3.1 y 3.2.
- Cuando se obtengan todas las lecturas requeridas se calcularán las correcciones a la temperatura de trabajo de acuerdo con la ecuación 3.1 (Ver tabla 3.3 y tabla 3.4), se determinarán los valores de las resistencias de fase en base a las expresiones en las figuras 2.2 y 2.3.
- Se determinarán las pérdidas en los devanados debidas al Efecto Joule, las cuales se observan en la tabla 3.5.

Desarrollo de la prueba.

Prueba realizada el 08 de Octubre de 2007 a las 14:20 horas.

Temperatura de los devanados 18°C,

Método de Prueba: Puente de Kelvin con el método de los cuatro hilos.

Prueba a un transformador trifásico Delta- Estrella 23 kV/440-254/240-127.

Sumergido en aceite. 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.

Tabla 3.1 Mediciones de resistencia óhmica por el lado de baja tensión.

Posición	Resistencia Ohmica (Ω)
X_0-X_1	0.002965
X_0-X_2	0.002640
X_0-X_3	0.0275
X_1-X_2	0.004730
X_2-X_3	0.029050
X_3-X_1	0.030105

Tabla 3.2 Mediciones de resistencia óhmica por el lado de alta tensión.

Posición	Resistencia Ohmica (Ω)
H ₁ -H ₂	13.75
H ₂ -H ₃	13.85
H ₃ -H ₁	13.50

Corrección de las resistencias a la temperatura de trabajo.

Esta corrección se hace utilizando la ecuación 2.1. Poniendo como ejemplo el siguiente calculo de X₀-X₁ y repitiéndose para los posteriores.

X₀-X₁

$$R_{75^{\circ}C} = 0.002965 \frac{234.5 + 75}{234.5 + 18} = 0.003634 \Omega$$

Tabla 3.3 Correcciones de resistencia óhmica por el lado de baja tensión.

Posición	Resistencia Ohmica (Ω) a 75 °C
X ₀ -X ₁	0.003634
X ₀ -X ₂	0.003235
*X ₀ -X ₃	0.03370
X ₁ -X ₂	0.005797
*X ₂ -X ₃	0.03560
*X ₃ -X ₁	0.03690

Como se puede observar en la tabla 3.3, el valor de la resistencia medida en X₃ correspondiente a la fase "C" se encuentra dañada, ya que presenta una magnitud elevada comparada con las fases "A" y "B".

Tabla 3.4 Correcciones de resistencia óhmica por el lado de alta tensión.

Posición	Resistencia Ohmica (Ω) a 75 °C
H ₁ -H ₂	16.85
H ₂ -H ₃	16.97
H ₃ -H ₁	16.54
Promedio	16.78

Calculo de las perdidas por efecto Joule en el lado de alta tensión.

Por definición el Efecto Joule tiene la siguiente ecuación.

$$\text{Efecto Joule} = \sum RI^2$$

Para la conexión delta se tiene que:

$$I_L = \sqrt{3}(I_F)$$

$$\text{Efecto Joule} = \frac{1}{2}R_{med}I_L^2 \quad (3.1)$$

Como se realizan tres mediciones, una por cada bobina, se tendrá que multiplicar por tres la ecuación 3.1

$$\text{Efecto Joule} = \frac{3}{2}R_{med}I_L^2 = 1.5R_{med}I_L^2 \quad (3.2)$$

$$I_F = \frac{S}{\sqrt{3}V} = \frac{500,000}{\sqrt{3}(23,000)} = 12.55 \text{ A.}$$

$$\text{Efecto Joule} = 1.5(16.78)(12.55)^2$$

$$\text{Efecto Joule} = 3964.33 \text{ watts}$$

Para la conexión estrella se tiene que.

$$I_L = I_F$$

$$\text{Efecto Joule } x \text{ fase} = R_{med}I_L^2$$

Por lo tanto, para obtener la corriente nominal del lado de baja tensión (conexión estrella), se tiene que:

$$I_F = \frac{S}{\sqrt{3}V} = \frac{500,000}{\sqrt{3}(440)} = 656.07 \text{ A.}$$

Debido a la falla que presenta la fase "C", para obtener las pérdidas totales del lado de baja tensión, se debe conocer las pérdidas en cada una de las fases y calcular así el total de pérdidas:

Calculando las pérdidas por Efecto Joule en cada una de las fases del transformador, se muestra:

Para la fase "A"

$$\text{Efecto Joule} = (656.07)^2(0.003634)$$

$$\text{Efecto Joule} = 1564.17 \text{ watts}$$

Para la fase “B”

$$\text{Efecto Joule} = (656.07)^2 (0.003235)$$

$$\text{Efecto Joule} = 1392.43 \text{ watts}$$

Para la fase “C”

$$\text{Efecto Joule} = (656.07)^2 (0.03370)$$

$$\text{Efecto Joule} = 14505.41 \text{ watts}$$

Pérdidas totales en el lado de baja tensión (Conexión Estrella), se obtiene:

$$\text{Efecto Joule} = (1564.17) + (1392.43) + (14505.41)$$

$$\text{Efecto Joule} = 17462.03 \text{ watts}$$

Lo que indica que si el transformador estuviera energizado y operando no entregaría la potencia nominal establecida de 500 kVA.

Tabla 3.5 Reporte de las pérdidas por efecto Joule en los devanados de baja y alta tensión.

Devanados del lado de	Perdidas (Watts)
Alta tensión	3964.33
Baja tensión	17462.03

3.2 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Objetivo.

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

Procedimiento de prueba

1. Revisar la fecha de calibración del megóhmetro a utilizar en la prueba, así como el estado físico de las puntas de prueba del mismo.
2. Realizar la conexión correspondiente para cada caso.
3. Tomar lecturas de la resistencia de los devanados cada 10 segundos para el primer minuto de prueba, posteriormente cada minuto hasta completar los 10 minutos de prueba establecidos por la norma
4. Calcular el índice de polarización utilizando la ecuación 2.3.
5. Realizar la grafica de resistencia-tiempo
6. Analizar y determinar el estado de los devanados del transformador

NOTA: Para la realización de esta prueba se utilizaron dos megóhmetros uno digita y uno analógico de los cuales se muestran en las figuras 3.3 y 3.4.

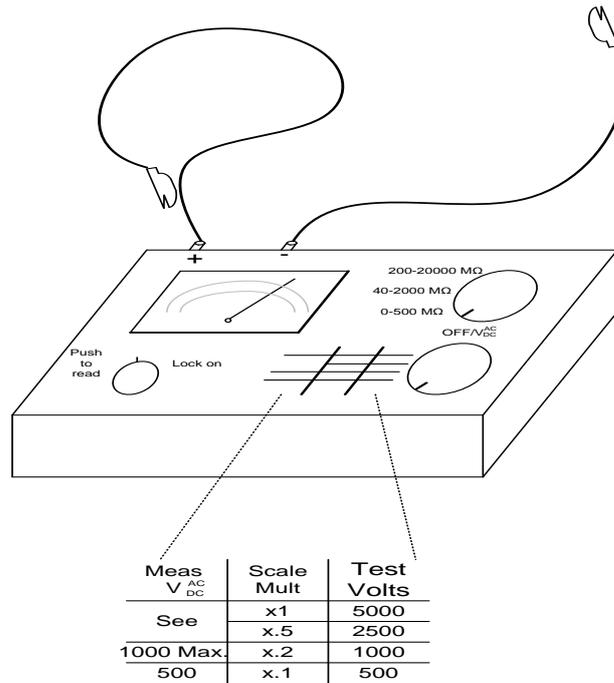


Figura 3.3 Megóhmetro Marca Simpson; calibrado y certificado por- IME0434-2007Fecha-21-Julio-2007Prox. Cal.- 21-Julio-2008Por Ma. Gpe. Ocampo Brito.

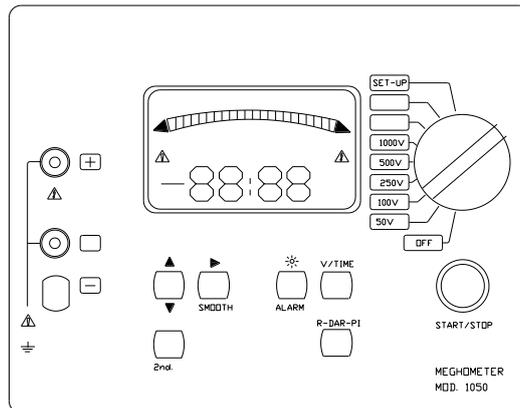


Figura 3.4 Megóhmetro Marca AEMEC instruments modelo 1050, catalogo número 2130.01

Desarrollo de la Prueba.

Realizada el 1 de Octubre de 2007 a las 14:38 horas.

Temperatura 21°C

Método de Prueba: Medición con Megóhmetro.

Transformador Trifásico Delta- Estrella 23 kV/440-254/240-127.

1. Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra ver figura 3.5.

Diagrama de conexión:

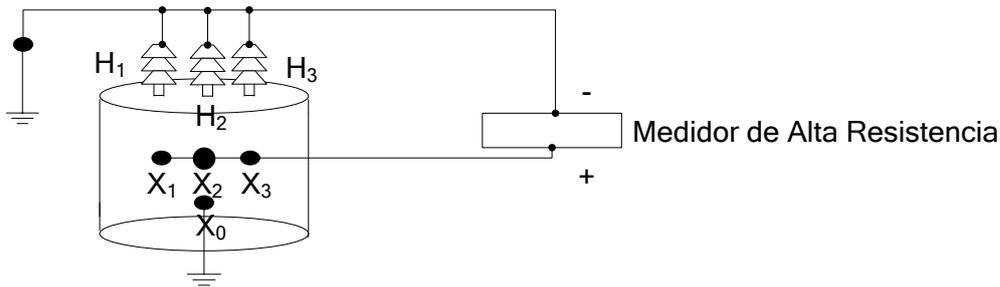


Figura 3.5 Esquema de conexiones para baja tensión contra alta tensión más tierra.

Al realizar la prueba se van tomando lecturas cada 10 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 3.6

Tabla 3.6 Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra con el megóhmetro analógico.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	1500
20 s	1700
30 s	1800
40 s	1900
50 s	2000
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

Posteriormente se hace el cálculo del índice de polarización con la ecuación 2.3.

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10min.}}}{R_{\text{aisl. 1min.}}} = \frac{3000}{2100} = 1.4285$$

Las mediciones se repiten pero ahora con el megóhmetro digital y los resultados se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra con el megóhmetro digital.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	1194
20 s	1297
30 s	1374
40 s	1432
50 s	1481
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:

$$I_p = 1.456$$

Arrojando la figura 3.6 de resistencia contra tiempo:

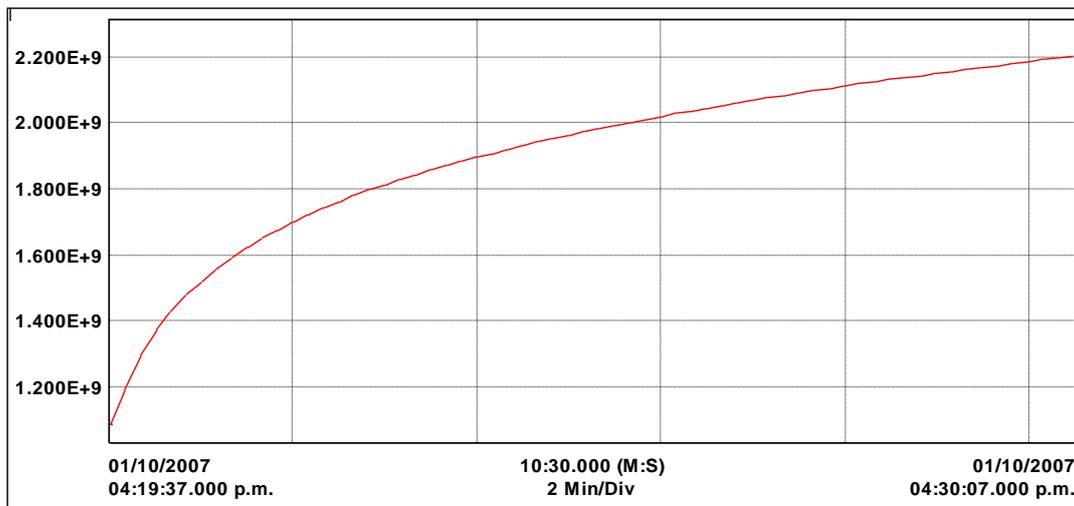


Figura 3.6 Resistencia vs tiempo. Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra.

Las diferencias que se muestra en las mediciones con los equipos analógico y digital se deben a la antigüedad y calibración del equipo analógico y error en la toma de mediciones por paralelaje.

2. Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión más tierra, ver figura 3.7.

Diagrama de conexión:

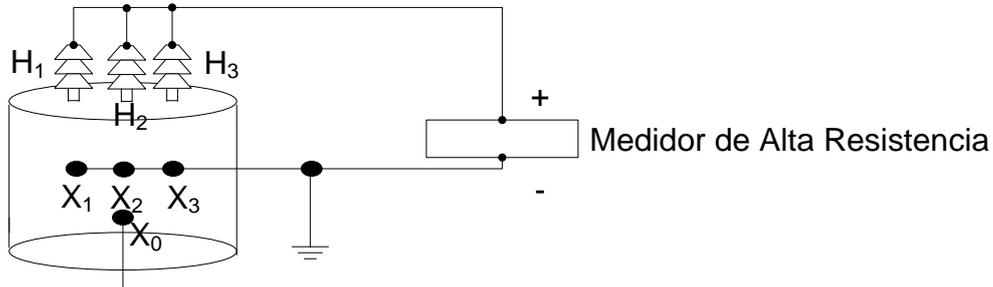


Figura 3.7 Esquema de conexiones para alta tensión contra baja tensión más tierra.

Al realizar la prueba se van tomando lecturas cada 10 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 3.8.

Tabla 3.8 Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión más tierra con el megóhmetro analógico.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	2800
20 s	2850
30 s	2900
40 s	3000
50 s	3000
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:

$$I_p = \frac{4500}{3100} = 1.4516$$

Empleando el megóhmetro digital se obtienen los siguientes resultados mostrados en la tabla 3.9.

Tabla 3.9 Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión más tierra con el megóhmetro digital.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	2279
20 s	2432
30 s	2548
40 s	2649
50 s	2735
1 min.	2806
2 min.	3118
3 min.	33264
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:

$$I_p = 1.493$$

Arrojando la figura 3.8 de resistencia contra tiempo:

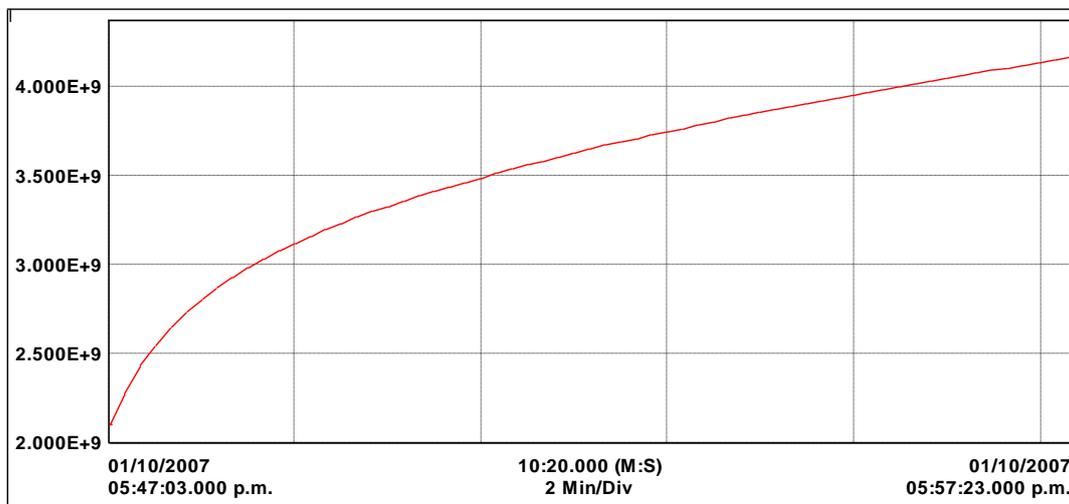


Figura 3.8 Resistencia vs tiempo. Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión más tierra.

Las diferencias que se muestra en las mediciones con los equipos analógico y digital se deben a la antigüedad y calibración del equipo analógico y error en la toma de mediciones por paralelaje.

3. Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión, ver figura 3.9

Diagrama de conexión:

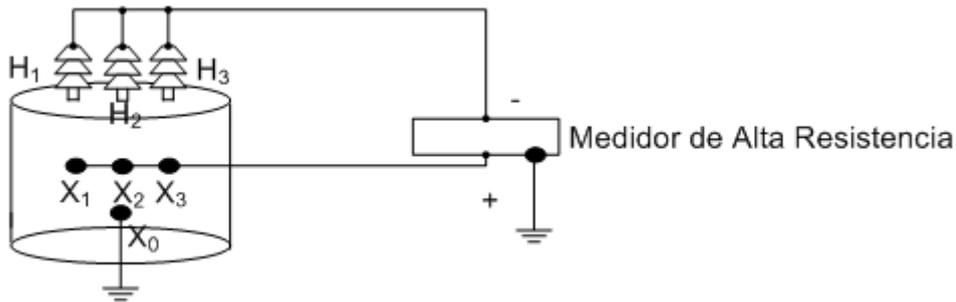


Figura 3.9 Esquema de conexiones para baja tensión contra alta tensión.

Al realizar la prueba se van tomando lecturas cada 10 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 3.10.

Tabla 3.10 Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión con el megóhmetro analógico.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	2800
20 s	2900
30 s	3100
40 s	3200
50 s	3300
1 min.	3300
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

Teniendo un índice de polarización igual a:

$$I_p = \frac{5000}{3500} = 1.4285$$

Los resultados arrojados por el megóhmetro digital se muestran en la tabla 3.11.

Tabla 3.11 Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión con el megóhmetro digital.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	1896
20 s	2010
30 s	2094
40 s	2159
50 s	22134
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

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

$$I_p = 1.432$$

Arrojando la figura 3.10 de resistencia contra tiempo:

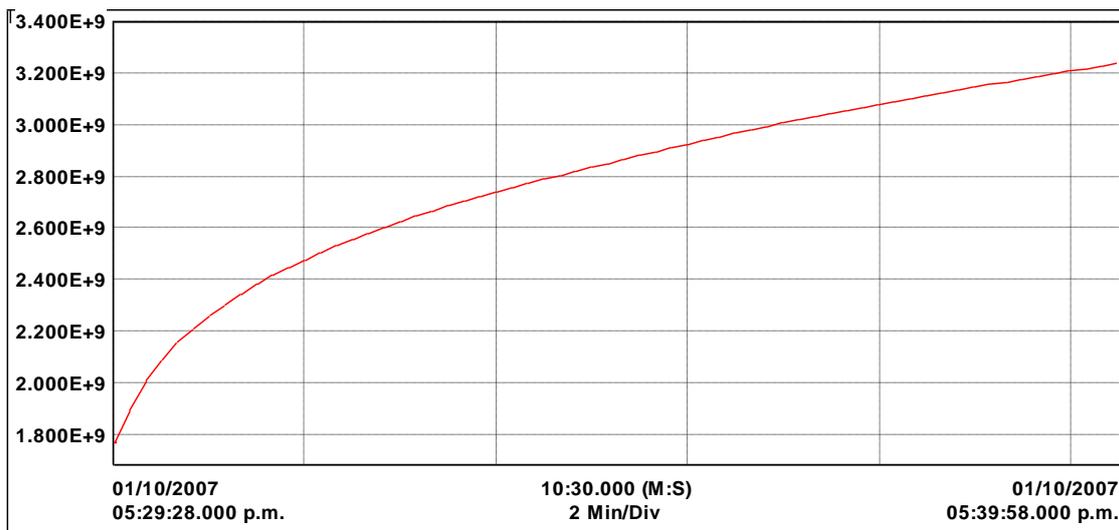


Figura 3.10 Resistencia vs tiempo. Medición de resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión.

Las diferencias que se muestra en las mediciones con los equipos analógico y digital se deben a la antigüedad y calibración del equipo analógico y error en la toma de mediciones por paralelaje.

4. Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión, ver figura 3.11.

Diagrama de conexión:

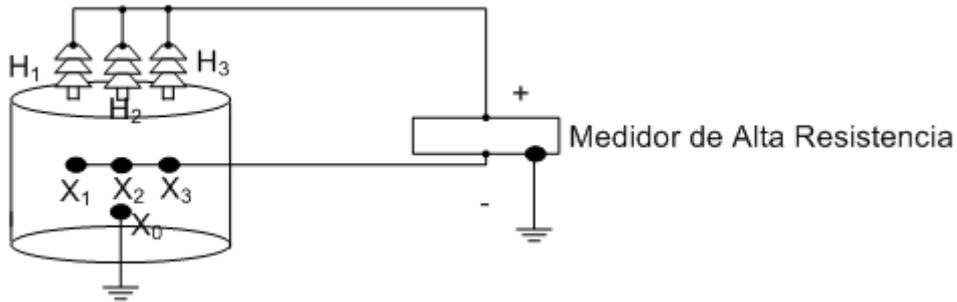


Figura 3.11 Esquema de conexiones para alta tensión contra baja tensión.

Al realizar la prueba se van tomando lecturas cada 10 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 3.12.

Tabla 3.12 Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión con el megóhmetro analógico.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	2300
20 s	3000
30 s	3000
40 s	3000
50 s	3000
1 min.	3100
2 min.	3800
3 min.	4000
4 min.	4000
5 min.	4100
6 min.	4500
7 min.	4500
8 min.	4500
9 min.	5000
10 min.	5000

Con un índice de polarización de:

$$I_p = \frac{5000}{3100} = 1.6129$$

Posteriormente se hace la misma prueba pero ahora con el megóhmetro digital y los resultados se muestran en la tabla 3.13

Tabla 3.13 Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión con el megóhmetro digital.

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	3513
20 s	3774
30 s	3935
40 s	4053
50 s	4144
1 min.	4218
2 min.	4504
3 min.	4671
4 min.	4793
5 min.	4895
6 min.	4988
7 min.	5087
8 min.	5174
9 min.	5253
10 min.	5330

El megóhmetro digital muestra automáticamente el índice de polarización el cual es:

$$I_p = 1.273$$

Arrojando la figura 3.12 de resistencia contra tiempo:

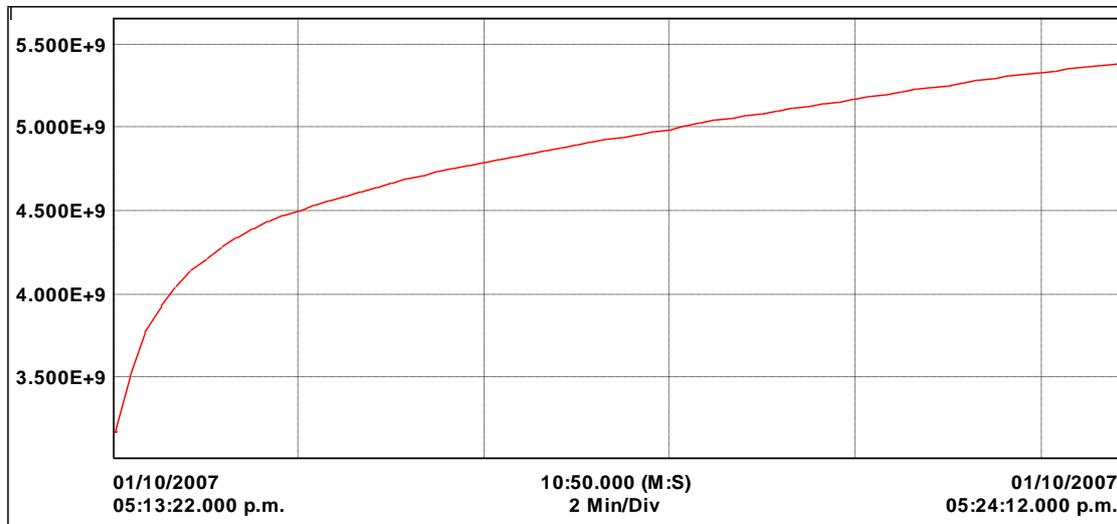


Figura 3.12 Resistencia vs tiempo. Medición de resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión.

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 del 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 3.6, 3.8, 3.10, 3.12 se observa que la resistencia de aislamiento de los devanados se incrementa a causa del potencial aplicado.

Tomando en cuenta que en las cuatro pruebas hechas tanto para el megóhmetro analógico y digital el índice de polarización resulta ser aproximado a 1.4, el cual de acuerdo con la norma NMX-J-169-ANCE-2004 "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 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Objetivo.

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

Procedimiento de prueba.

1. Previa a realizar la prueba, calcular la relación de transformación por medio de la ecuación (2.4). Normalmente la relación es calculada con la tensión de línea a neutro estando el tap del transformador posicionado en su valor más grande. La relación de transformación se calculará para cada paso en el tap.
2. En seguida se procederá a realizar la secuencia de conexiones como se mostró en la figura 2.8.
3. Girar la manivela del T.T.R para comenzar a inducir la tensión de prueba la cual es una tensión reducida proporcionada por el mismo instrumento.
4. Variar el valor de las perillas del T.T.R de derecha a izquierda y de la menor escala a la mayor, hasta lograr un equilibrio la aguja del galvanómetro del transformador patrón.
5. Reportar las relaciones calculadas y medidas para cada fase en cada uno de los pasos del tap.
6. Calcular el porcentaje de diferencia (ecuación 2.5), el cual no debe de exceder el 0.5% establecido por la norma NMX-J-169-ANCE-2004 "Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia - Métodos de Prueba".

Desarrollo de la prueba.

Realizada el 27 de agosto del 2007 a las 19:18 horas.

Temperatura: 25°C

Método de Prueba: Método del Transformador Patrón (T.T.R).

Transformador 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 (Ver tabla 3.14).

Tap 1

$$a = \frac{V_1}{V_2}$$

$$a = \frac{24150}{254} = 95.078$$

Tabla 3.14 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 de la figura 2.8, en cada fase obtuvieron las lecturas registradas en la tabla 3.15 Informe de la prueba de relación de transformación.

En esta parte se requiere calcular el porcentaje de diferencia con ayuda de la ecuación 2.5 registrando los resultados en la tabla 3.15.

Mostrándose el ejemplo del tap 1 en la fase A.

- Tap 1

Fase A

$$\%Diferencia = \frac{95.078 - 95.078}{95.078} \times 100 = 0.000$$

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

Tabla 3.15 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.

3.4 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.

Objetivo.

Determinar que los aislamientos del transformador se encuentren en buen estado. La prueba es catalogada como de tipo destructiva.

Procedimiento de la prueba.

1. El cambiador de derivaciones del transformador a probar deberá estar en la posición más alta de su capacidad nominal.
2. Las terminales del transformador se cortocircuitan conectándose entre sí, el devanado del transformador que se somete a prueba se conecta a la línea del transformador y los devanados del transformador restantes así como la estructura del transformador se conectan entre sí.
3. La tensión de prueba se seleccionará según el tipo de reparación del transformador y el nivel de aislamiento del transformador. (Ver tabla 3.16.)

Tabla 3.16 Potencial aplicado dependiendo del tipo de reparación del transformador.

Tipo de Reparación	Potencial Aplicado
Reconstrucción total; Cambio de bobinas	100%Vp
Reconstrucción total; Cambio de bobina de 1 fase	75%Vp
Revisión; Limpieza, ajuste, etc, sin Cambio de bobina	65%Vp

Donde:

Vp= Valor de la tensión de prueba obtenido. (Ver tabla 3.17).

Tabla 3.17 Nivel básico de aislamiento al impulso.

Nivel de aislamiento (Kv)	Valor de prueba a baja frecuencia (60Hz)	
	En aceite	Secos
1.2	10	4
5.0	19	12
8.7	26	19
15.0	34	31
25.0	50	
34.5	70	
46.0	95	
69.0	140	

4. Después de obtener la tensión a probar, se deberá comenzar con una tensión de cero ó máximo $\frac{1}{4}$ de la tensión plena de la prueba y se incrementará la tensión hasta llegar a un tiempo no mayor a 15 s. De acuerdo a la figura 3.13.
5. Después de alcanzar el valor requerido de tensión, la prueba se sostendrá durante un promedio de 1 minuto.

Desarrollo de la prueba.

Realizada el 15 de Octubre del 2007 a la 13:30 horas.

Temperatura 23 °C

Método de Prueba: Potencial Aplicado

Transformador: 500 kVA, 8147, V=2300/440/254x220/127, 3 Fases, 60 Hertz, IMP=4.0% a 85 °C a Tensión Nom, Elev=65 °C, Altitud=2000MSNM, Clase OA, NBI= AT=150 kV, BT=35 kV, Líquido Aislante=815 Lt, Peso=1920 kg, Hecho en México por Tecnología Electromagnética, AUT. SC. NOMI 10710.

Diagrama de conexión:

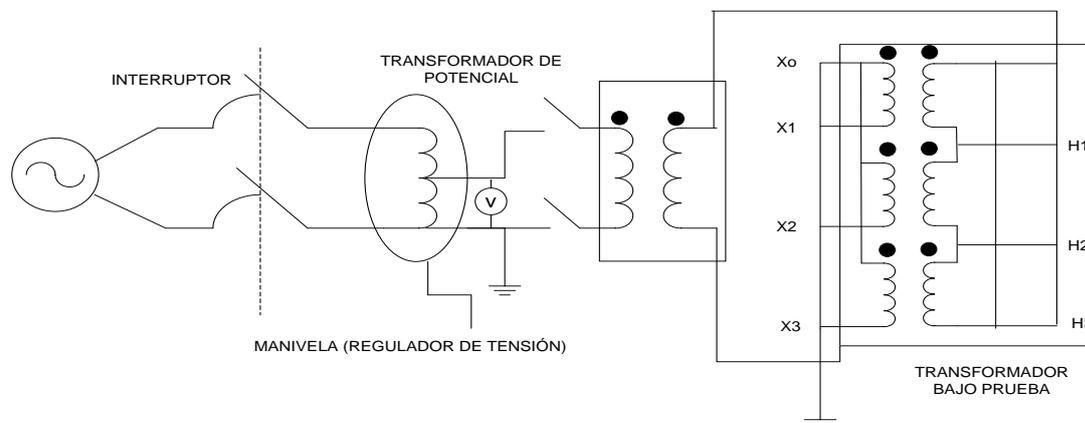


Figura 3.13 Potencial aplicado por alta tensión contra baja tensión más tierra.

Después de aplicada esta prueba se concluye que el aislamiento de los devanados del transformador aun está en buen estado ya que no se presentaron incrementos de corriente, ruido en el interior del tanque ni humo o burbujas en el aceite del transformador; por lo que puede soportar algún disturbio.

3.5 PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO.

Objetivo.

Determinar que los aislamientos entre espiras de las bobinas del transformador estén en buen estado. Al igual que la Prueba de Potencial Aplicado esta prueba también es destructiva.

Procedimiento de la prueba

1. El transformador deberá estar en la posición máxima del cambiador de derivaciones
2. Se debe recordar que la tensión es dos veces la tensión nominal, esto es se induce una tensión del 200% de la tensión nominal.
3. La frecuencia de operación debe de ser lo suficientemente alta aproximadamente 7200 ciclos/s. (Ver tabla 3.18).

Tabla 3.18 Frecuencias de operación.

Frecuencia(ciclos/s)	Tiempo(s)
120	60
180	40
240	30
360	20
400	18

4. Las conexiones que se realizan al transformador son sólo para los devanados de alta tensión, ya que se considera que la prueba está en vacío como se ve en la figura 3.14.
5. Se recomienda iniciar con una tensión igual a cero kV, durante un periodo no mayor a 15 segundos, hasta alcanzar la tensión de la prueba que es 35 kV, al concluir ese tiempo se tendrá 5 segundos para regresar la tensión a cero kV.
6. Se debe recordar que la corriente no debe variar de 0 A.

Desarrollo de la Prueba

Realizada el 15 de Octubre del 2007 a la 17:45 horas.

Temperatura 25 °C

Método de Prueba: Potencial Inducido.

Transformador: 500 kVA, 8147, V=2300/440/254x220/127, 3Fases, 60 Hertz, IMP=4.0% a 85 °C a Tensión Nominal, Elevación =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.

Diagrama de Conexión

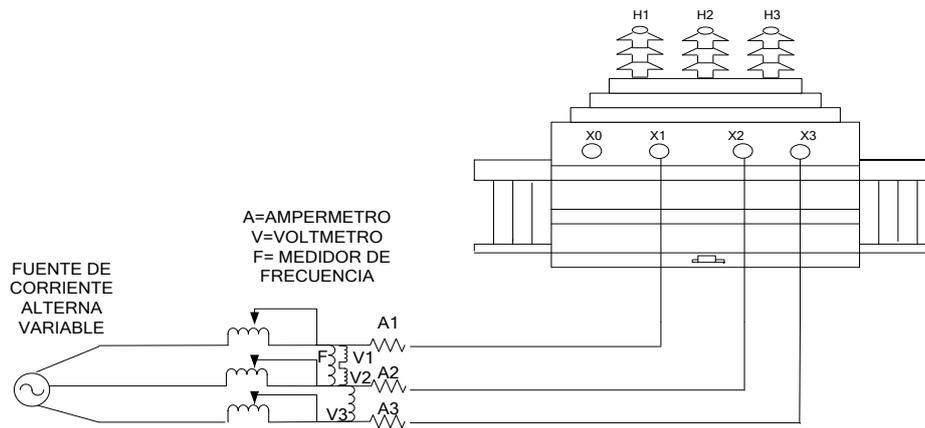


Figura 3.14 Diagrama de conexión de la prueba de potencial inducido.

Una vez aplicado el potencial y no presentarse incrementos de corriente $\{I_{A,B,C} = 0 \text{ A}\}$, ruidos dentro del tanque y no haber humo y burbujas en el aceite, se concluye que el aislamiento entre las espiras de los devanados del transformador se encuentra en buen estado y este puede soportar algún disturbio.

3.6 PRUEBA DE RUPTURA DIELÉCTRICA DEL ACEITE

Objetivo.

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

Procedimiento de la prueba.

1. La prueba se llevará acabo con un probador de aceite, para este caso se trata de un probador de la marca Foster.
2. Se tomara una muestra de 3 a 4 litros de aceite, esto con la finalidad de obtener una muestra libre de impurezas. Una vez obtenido el aceite, se usara para enjuagar la cuba a utilizar y así limpiar el recipiente de posibles residuos de pruebas anteriores.
3. Una vez depositado el aceite en la cuba, se introducirán los electrodos de prueba y se colocara la cuba en el probador de aceites cerrando la tapa que a su vez cierra una Jaula de Faraday, esto con la finalidad de brindar protección a los usuarios.

4. Como el equipo trabaja en forma automática, primero removerá el aceite para uniformizarlo y eliminar burbujas de aire que pueda contener el líquido.
5. La prueba dura 5 minutos, tiempo en el cual el probador incrementara su tensión en pasos de 3 kV por segundo hasta que el aceite rompa y se presente un pequeño arco eléctrico; una vez esto el equipo registrara la tensión de ruptura. Este proceso se repetirá tres veces más y al final se entrega un promedio de las lecturas obtenidas.

Desarrollo de la Prueba

Realizada el 19 de Octubre del 2007 a la 11:00 horas.

Temperatura 20 °C

Método de Prueba: Probador de aceite.

Transformador: 500 kVA. V=2300/440/254x220/127, 3 Fases, 60 Hertz,

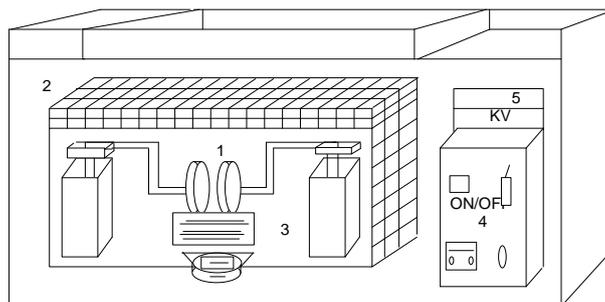
Imp. =4.0% a 85 °C a Tensión Nominal.

Elevación de temperatura =65 °C, Altitud=2000MSNM, Clase OA.

NBAI= AT=150 kV, BT=35 kV, Liquido 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 (figura 3.15). 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.



- 1.- Electrodo de Potencial
- 2.-Jaula de Faraday
- 3.-Cuba del Aceite
- 4.-Interruptor ON/OFF
- 5.-Pantalla de Lecturas

Figura 3.15 Probador de aceite Marca Foster, OTS, 100AF/2, 127 V Corriente Alterna

El probador de aceites realiza la prueba de los 5 minutos de manera automática arrojando 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 3.19.

Tabla 3.19 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.

3.7 PRUEBA DE IMPULSO.

Objetivo.

Comprobar el Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBAI) para saber si el aislamiento del transformador soportará sobretensiones transitorias. Esta prueba entra dentro de las destructivas.

Procedimiento de prueba.

1. Revisar la clase de aislamiento del transformador ubicado en la placa de datos, para determinar por medio de la tabla 2.4 el Nivel Básico de Aislamiento al Impulso que se le aplicará al transformador.
2. Hacer las conexión del equipo (figura 2.22)
3. Preparar la mesa de control del generador de impulso.
4. Para la operación del generador es necesario energizar el tablero, verificar que la distancia entre las esferas en kV sea el máximo, es decir 55 kV. Se inicia el incremento de tensión, este depende del nivel de aislamiento del transformador al cual se va a realizar la prueba. Para lograr el aumento de tensión es necesario disminuir la distancia entre las esferas del generador.
Este incremento progresivo de la tensión se realizará hasta que en el equipo de prueba se presente un arqueo, al presentarse éste, se tiene que aumentar la distancia entre esferas para evitar su desgaste, se verifica que no exista un nivel de tensión es decir 0.
5. Aplicar un impulso de onda completa con una magnitud de entre 50 y 70% de la tensión obtenida en la tabla 2.4
6. Aplicar dos ondas cortadas al 115% de la tensión, una cortada al frente y una cortada en la cola de la onda.
7. Aplicar una onda completa al 100% de la tensión.

Desarrollo de la prueba.

Nota: Esta prueba se realizó con el siguiente transformador ya no se contaron con las facilidades para mover el transformador que se estaba utilizando para las demás pruebas hacia el área destinada para realizar la prueba de impulso.

Realizada el 22 de Octubre del 2007 a las 14:30 horas.

Temperatura 20 °C

Método de Prueba: Impulso por Rayo.

Transformador: 75 kVA, V=6600 x 13200-220/127,3 Fases, 60 Hertz, IMP=0.35% a 75 °C a Tensión Nominal, Altitud=2000MSNM, Clase OA, NBAI= AT=95 kV , BT=80 kV, Líquido Aislante=25 Lt, Peso=540 kg.

Curvas obtenidas

El desarrollo de la prueba arrojó las siguientes curvas para el análisis del comportamiento del aislamiento del transformador. En la figura 3.16 se muestra la onda de tensión reducida aplicada al transformador. En la figura 3.17 se muestra la onda de tensión cortada en el frente. En la figura 3.18 se muestra la onda de tensión cortada en la cola. Por último en la figura 3.19 se muestra la onda de tensión completa aplicada al transformador.

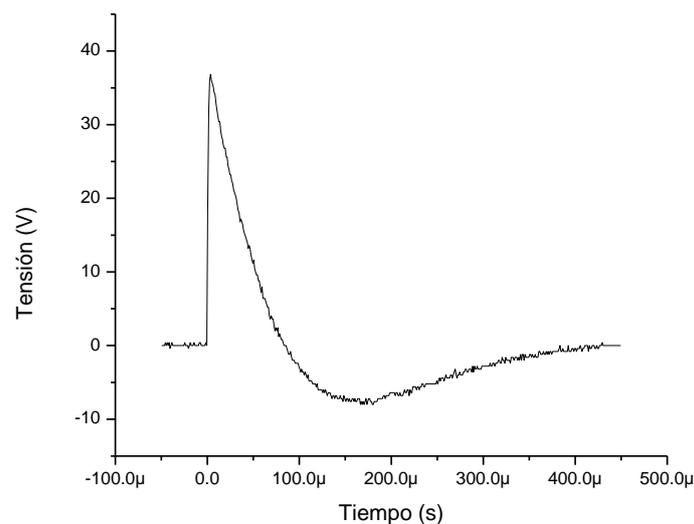


Figura 3.16 Onda completa de tensión reducida aplicada al transformador. Sin la relación del divisor capacitivo del generador de impulso.

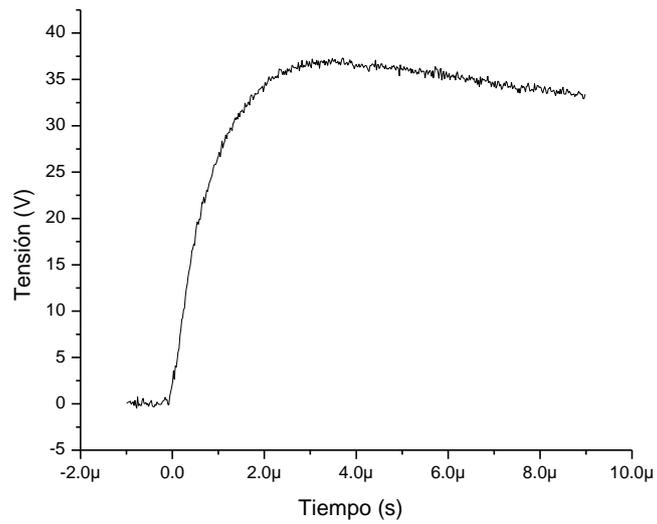


Figura 3.17 Onda de tensión aplicada al transformador cortada en el frente. Sin la relación del divisor capacitivo del generador de impulso.

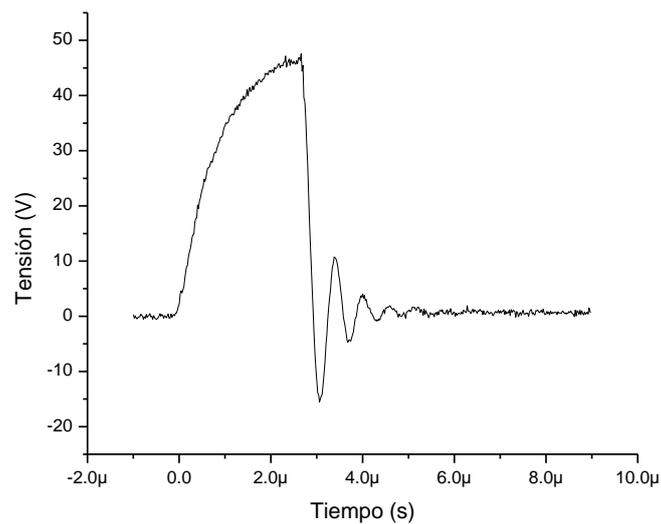


Figura 3.18 Onda de tensión cortada en la cola aplicada al transformador. Sin la relación del divisor capacitivo del generador de impulso.

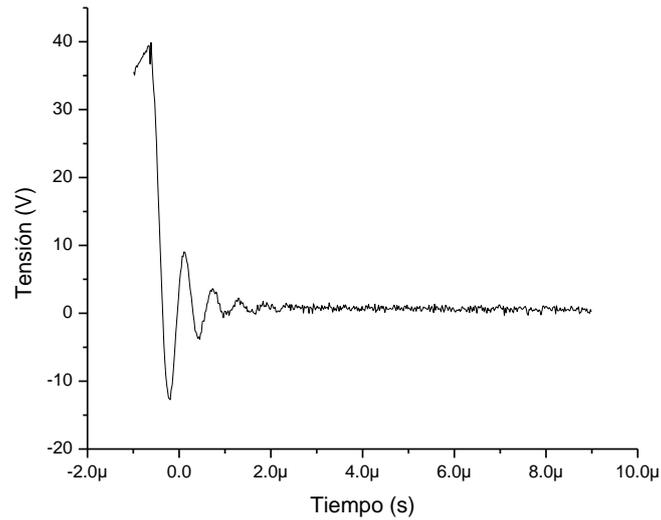


Figura 3.19 Onda de tensión cortada en la frente, aplicada al transformador. Sin la relación del divisor capacitivo del generador de impulso.

Como se observa en las figuras 3.16 a 3.19 estas curvas no presentan disturbios en ninguno de los casos lo que indica que el transformador soportó la tensión aplicada, además considerando que durante la prueba, no se presentó flameo en las boquillas del transformador el NBAI es el apropiado.

En este capítulo se realizaron las pruebas de rutina que se pueden efectuar en el laboratorio de la ESIME Zacatenco. Además de añadirse las consideraciones correspondientes que especifica la norma NMX-J-169-ANCE-2004.

Capítulo 4

Calculo Económico.

En este capítulo se presenta el cálculo económico de las pruebas realizadas a transformadores, considerando prestar este servicio a las pequeñas industrias, así como la posible reacreditación del piso de pruebas de la ESIME-Zacatenco.



4.1 COTIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

En la actualidad el mercado de los transformadores tiene una variedad de fabricantes los cuales ofrecen a sus clientes los equipos con los que cuentan en base a sus capacidades y clases normalizadas. Citando el caso particular del transformador probado, se presenta una lista de precios proporcionada por una empresa con previa autorización, describiéndose de manera detallada los montos del equipo.

En la tabla 4.1 se muestra una lista de precios de transformadores trifásicos de donde se obtiene el costo del transformador probado el cual tiene un monto de 14, 439 dólares.

LISTA DE PRECIOS AÑO 2007 DISTRIBUIDORES

CLIENTE: xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx

Descuento: 40% + 5%

Tabla 4.1. Transformadores trifásicos, estándar tipo subestación en aceite, 65°, enfriamiento “OA”.

CAPACIDAD	CLASE		
	15 kV	25 kV	34.5 kV
	P. Lista \$ USD	P. Lista \$ USD	P. Lista \$ USD
112.5	6,483	6,588	7,456
150	7,763	7,877	8,667
225	10,053	10,658	11,176
300	11,298	12,079	12,325
500	13,483	14,439	15,535
750	17,404	19,369	20,342
1000	21,632	22,781	24,597
1250	26,597	27,991	30,088
1500	29,000	31,606	34,149
2000	35,421	38,070	41,114
2500	44,904	45,834	48,123
3000	56,807	57,983	60,886

Tabla 4.2 Transformadores trifásicos, tipo seco, enfriamiento “AA”.

CAPACIDAD	1.2 KV	1.2 KV
	80°	150°
	P. Lista \$ USD	P. Lista \$ USD
30	3,325	2,763
45	4,877	3,325
75	5,746	4,877
112.5	6,526	5,746
150	8,298	6,526
225	10,184	8,298
300	17,053	10,184
500	18,255	17,053

Precios en dólares Americanos, no incluye IVA.

Vigencia a partir del 01 de Julio del 2007, sujeta a modificaciones con 15 días de anticipación.

Especificaciones y características del transformador Estándar:

Tabla 4.3 Transformadores trifásicos, estándar tipo pedestal, operación radial en aceite, 65°, enfriamiento "OA".

CAPACIDAD	CLASE		
	15 kV	25 kV	34.5 kV
	P. Lista \$ USD	P. Lista \$ USD	P. Lista \$ USD
112.5	12,395	12,588	14,255
150	13,544	13,373	15,114
225	16,088	17,062	18,483
300	18,281	19,526	20,605
500	21,807	23,360	25,983
750	25,711	30,606	33,255
1000	33,491	35,255	39,369
1500	44,878	48,921	54,676

NOTAS:

- 1.- Norma de fabricación NMX-J-285-ANCE. "Productos eléctricos-transformadores tipo pedestal".
- 2.- Clase 5, 15, 25 kV. Conexión Delta- Estrella.
- 3.- Clase 34.5 kV. Únicamente conexión Estrella-Estrella.

Cargos adicionales:

- 1.- Conexión Estrella-Estrella en clases 5, 15 y 25 kV. Incrementa 5%.
- 2.- Operación anillo incrementa 670 dólares.

Precios en dólares Americanos, no incluye IVA.

4.2 COTIZACIÓN DE PRUEBAS DE RUTINA.

Las pruebas incluidas en la fabricación del transformador son las consideradas como pruebas de rutina (ver tabla 4.4):

Tabla 4.4 Pruebas de rutina incluidas en el precio del transformador

PRUEBAS	Rutina	PRUEBAS	Rutina
Relación de transformación	*	Corriente de excitación	*
Polaridad y secuencia de fases	*	Pérdidas de excitación	*
Resistencia de aislamiento	*	Pérdidas debidas a la carga	*
Resistencia Ohmica de los devanados	*	Cálculo de impedancia	*
Tensión aplicada	*	Rigidez dieléctrica del aceite	*
Tensión inducida	*	Hermeticidad	*

La tabla 4.5 muestra las pruebas que no son incluidas en el precio del transformador.

Tabla 4.5 Cargos por pruebas adicionales.

CARGOS POR PRUEBAS ADICIONALES	\$ USD
Prueba de impulso	1000.00
Prueba de temperatura hasta 500 kVA	1500.00
Prueba de temperatura de 750 a 3000 kVA	2200.00
Prueba de descargas parciales	1000.00
Cromatografía de gases	150.00
Contenido de PCB's	200.00

NOTA:

En las tablas 4.4 y 4.5, se encuentran marcadas las pruebas que se realizaron el PPT de la ESIME-Zac. Aumentando el precio de la prueba de impulso se incrementa el costo del transformador a 15,439 dólares.

Cargos Adicionales al Precio del Transformador.

Las modificaciones realizadas al transformador de distribución estándar que se requieran, así como los accesorios adicionales que se soliciten, tienen el cargo adicional señalado en la tabla 4.6 y 4.7, el cual se deberá de aplicar a los precios vigentes:

Tabla 4.6 Precios por accesorios opcionales al transformador.

No.	ACCESORIOS OPCIONALES	\$ USD
1	Indicador de Nivel y de Temperatura del aceite y Válvula mecánica de Sobrepresión con Contactos de Alarma	750.00
2	Indicador de Nivel y de Temperatura del aceite con Contactos de Alarma	400.00
3	Indicador de Temperatura de los Devanados con Contactos de Alarma	2000.00
4	Válvula mecánica de Sobrepresión con Contactos de Alarma	390.00
5	Válvula mecánica de Sobrepresión sin Contactos de Alarma	290.00
6	Relevador Mecánico de presión súbita	1600.00
7	Tanque Conservador hasta 1,250 kVA	2000.00
8	Tanque Conservador desde 1500 hasta 3,000 kVA	2500.00
9	Ruedas Tipo Ferrocarril hasta 2500 kVA	600.00
10	Tapas en Gargantas	50.00
11	Enfriamiento OA/FA hasta 1,500 kVA	2000.00
12	Enfriamiento OA/FA desde 1,500 hasta 3,000 kVA	3000.00

Tabla 4.7 Precios por modificaciones de las especificaciones estándar.

No.	MODIFICACIONES DE LA ESPECIFICACIÓN ESTÁNDAR	\$ USD
1	Altitud de Operación Superior a 2,300 M.S.N.M. hasta 2,600 M.S.N.M.	3%
2	Conexión Estrella-Delta o Delta-Delta	4%
3	Conexión Estrella-Estrella	10%
4	Cambiador de Derivaciones de 6 Posiciones incluida la Nominal	2%
5	Transformadores con devanados de Cobre en Alta y Baja Tensión	Sin Cargo
6	Doble Relación operación simultanea en el Secundario 220/127 ó 440/254 Volts hasta 1000 kVA	15%
7	Doble Relación operación No simultanea en el Secundario 220/127 ó 440/254 Volts hasta 1000 kVA	5%
8	Doble Relación en el Secundario 220/127 ó 440/254 Volts en Capacidades Superiores a los 1000 kVA	Consultar Fabrica
9	Corriente Secundaria mayor a 2600 A: - Para Transformadores de capacidad de 1001 kVA a 1250 kVA - Para Transformadores de capacidad de 1251 kVA a 1500 kVA - Para Transformadores de capacidad de 2000 kVA a 3000 kVA	5% 10% 30%
10	Tensión en el Secundario de 2,300/1328 ó 2,400/1386 ó 4,160/2.400V	5%
11	Tensión en el Secundario de 208/12 Volts hasta 750 kVA	2%
12	Tensión en el Secundario de 380/220 Volts	2%
13	Tensión en el Secundario de 13,200/7,620 Volts	5%
14	Doble Tensión en el Primario 20-23 kV para Transform. Clase 25	5%
15	Tensión de 33,000 kV en lugar de 34,500 en Alta Tensión	Sin Cargo
16	Tensión de 22,860 ó 20,000 Volts en lugar de 23,000 Volts en Alta Tensión	Sin Cargo
17	Tensión de 13,800 kV en lugar de 13,200 en Alta Tensión	Sin Cargo
18	Tensión de 4,160 ó 6,600 ó 6,900 Volts en Alta Tensión	Sin Cargo
19	Sobreelevación de Temperatura de 55°/65°	5%
20	Sobreelevación de Temperatura de 55°	5%
21	Impedancia Garantizada	5%
22	Transformador Tipo Costa	2%
23	Radiadores Tubulares hasta 1000 kVA	4%
24	Radiadores Tubulares de 1250 a 3000 kVA	6%
25	Válvulas de bloqueo hasta 1000 KVA	6%
26	Válvulas de bloqueo de 1250 a 3000 kVA	5%

NOTA:

En el presente capítulo no se encuentran todos los precios de las pruebas realizadas ya que fue imposible poder cotizarlas debido al hermetismo de los laboratorios que realizan dichas pruebas ya que se considera como secreto industrial.

Conclusiones

Una vez finalizado este trabajo que lleva por título Manual de Pruebas a Transformadores de Distribución, se concluye por principio de cuenta que los transformadores de distribución son las máquinas eléctricas con mayor eficiencia dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Además de ser los puntos principales entre el sistema de distribución y los centros de consumo de energía eléctrica por lo que se requiere de su correcta operación la cual se garantiza por una serie de pruebas de rutina por las cuales se deben someter los transformadores una vez terminada su construcción.

Para el desarrollo de este trabajo se tuvo que tener el conocimiento y la comprensión de los métodos establecidos por los organismos nacionales e internacionales los cuales han sido establecidos previamente en normas para llevar a cabo la realización de las pruebas. Las cuales fueron realizadas en el PPT de la ESIME – Zacatenco, cumpliéndose uno de los objetivos particulares de este documento.

De estas pruebas realizadas se concluye que el transformador probado se encuentra en mal estado para ser puesto en servicio debido a que presenta deficiencias en la resistencia de uno de sus devanados lo cual ocasiona que sus pérdidas sean muy elevadas en el orden de kW. Por otra parte ya que este transformador es usado con fines didácticos se puede considerar que se encuentra en buen estado para que los alumnos realicen las pruebas de rutina que se han venido mencionando y así adquieran la experiencia necesaria dentro del campo de los transformadores.

Al momento de realizar las pruebas se tuvieron contratiempos como fueron: fechas de calibración vencidas, disponibilidad de los profesores, del equipo de prueba y del PPT, aun que esto no impidió llevarlas a cabo y llegar a la redacción del manual donde se describieron los pasos a seguir aplicados específicamente al PPT.

El último objetivo de la tesis no pudo cumplirse en su totalidad ya que fue imposible obtener los costos detallados de cada una de las pruebas y del equipo empleado, para así poder justificar una posible reacreditación del piso de pruebas y prestar un servicio a la pequeña industria constructora de transformadores la cual al no ser de gran potencial económico no tiene las posibilidades de contar un PPT para garantizar el buen funcionamiento de sus productos.

Tomando como base este trabajo se propone para proyectos posteriores la reacreditación del PPT y por ende proporcionar un ingreso económico a la escuela y mejorar con mejor equipo los demás laboratorios de la ESIME-Zacatenco.

Bibliografía

1. AVELINO PÉREZ, PEDRO. “Transformadores de Distribución, Teoría, Cálculo, Construcción y Pruebas”. Segunda Edición. Editorial Reverté S.A, México, D.F. 2001.
2. “Manual de Diseño de Subestaciones”. Luz y Fuerza del Centro. México D.F.2003.
3. NMX-J-169-ANCE-2004. Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia”. Métodos de Prueba.
4. IEEE Std. C57. 109-1993; Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration. (Dirigido para Transformadores, Líquidos-Sumergidos, Falla-Duración de Corriente).
5. IEEE Std C57.12.00-2000, IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. (Norma del “Instituto de Ingenieros en Electricidad y en Electrónica” y Requerida para Transformadores de Distribución, Potencia y Reguladores en Líquido-Sumergido).
6. IEC 60076 -1 Power transformers – Part 1: General. (Transformadores de Potencia – Parte 1: General).
7. IEC 60076 - 2 Power transformers – Part 2: Temperature Rise. (Transformadores de Potencia – Parte 2: Elevación de Temperatura).
8. 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).
9. IEC 60076 - 4 Power transformers – Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors. (Transformadores de Potencia – Parte 4: Dirigido a la Prueba de Impulso por Rayo – Transformadores de Potencia y Reactores).
10. IEC 60076 - 5 Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit. (Transformadores de Potencia – Parte 5: Capacidad de Soportar Corto Circuito).
11. IEC 60076 - 8 Power transformers – Part 8: Application guide. (Transformadores de Potencia – Parte 8: Dirigido a la Aplicación).
12. <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/transmisionydistribucion>.



13. Ing. Edgar René Mendoza Rivas. Comunicación Personal.
14. Ing. Cesar M. Vilchis Cervantes. Comunicación Personal.
15. Ing. Raybel Ureña Olivares. Comunicación Personal.
16. Ing. Fabián Molina López. Comunicación Personal.