



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE FALLA POR ARCO
ELÉCTRICO, EN UNA FASE DEL LADO SECUNDARIO DE
TRANSFORMADOR DE 69/13.8KV 5MVA**

Marlon Elías Mendoza Dardón

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, enero de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE FALLA POR ARCO
ELÉCTRICO, EN UNA FASE DEL LADO SECUNDARIO DE
TRANSFORMADOR DE 69/13.8KV 5MVA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARLON ELÍAS MENDOZA DARDÓN

ASESORADO POR EL INGENIERO JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE FALLA POR ARCO
ELÉCTRICO, EN UNA FASE DEL LADO SECUNDARIO DE
TRANSFORMADOR DE 69/13.8KV 5MVA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 3 de noviembre de 2008.



Marlon Elías Mendoza Dardón



Guatemala, 16 de noviembre de 2009

Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Por este medio me dirijo a su persona, para informarle que he revisado el trabajo de graduación titulado: **PROCEDIMIENTO PARA REPARACION DE FALLA POR ARCO ELÉCTRICO EN UNA FASE DEL LADO SECUNDARIO DE TRANSFORMADOR DE 69/13.8KV 5MVA**, que desarrolló el estudiante **Marlon Elías Mendoza Dardón**, el cual cumple con los objetivos propuestos.

Atentamente,

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Asesor





Ref. EIME 48. 2009
Guatemala, 17 de NOVIEMBRE 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

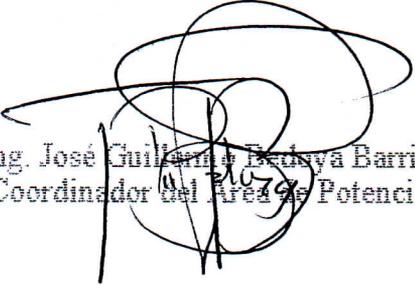
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE FALLA POR ARCO
ELÉCTRICO EN UNA FASE DEL LADO SECUNDARIO DE
TRANSFORMADOR DE 69/13.8KV 5MVA,** del estudiante
Marlon Elías Mendoza Dardón, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. José Guillermo Escobedo Barrios
Coordinador del Área de Potencia

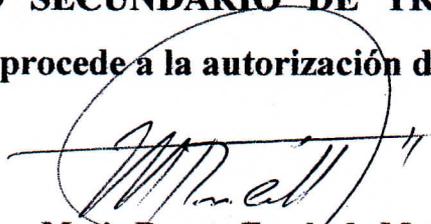


JGBB/sro



REF. EIME 75. 2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Marlon Elías Mendoza Dardón titulado: PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE FALLA POR ARCO ELÉCTRICO EN UNA FASE DEL LADO SECUNDARIO DE TRANSFORMADOR DE 69/13.8KV 5MVA, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez



GUATEMALA, 18 DE NOVIEMBRE 2,009.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE FALLA POR ARCO ELÉCTRICO, EN UNA FASE DEL LADO SECUNDARIO DE TRANSFORMADOR DE 69/13.8KV 5MVA**, presentado por el estudiante universitario **Marlon Elías Mendoza Dardón**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

A large, handwritten signature in black ink, appearing to be 'Murphy Olympo Paiz Recinos', written over a large, empty oval shape.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, enero 2010

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Porque hasta aquí ha sido fiel a sus promesas.
Mis Padres	Elías Mendoza y Elizabeth de Mendoza por darme su apoyo y orientación en forma incondicional en el transcurso de mi vida.
Asesor	Ingeniero Guillermo Bedoya, por su ayuda y orientación durante el desarrollo de este trabajo de graduación.
Padrinos de graduación	Por creer que las metas se pueden cumplir y los sueños se pueden realizar dando siempre el mejor esfuerzo.
Alban Ruano	Quien me brindo su apoyo incondicional desde el inicio de este trabajo de graduación.
Mis compañeros	A todos los que en el transcurso de la carrera me brindaron su apoyo.
Universidad de San Carlos	Por haberme dado la oportunidad de adquirir el conocimiento que hoy tengo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI

1. DESCRIPCIÓN FÍSICA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.1. Conceptos básicos	1
1.1.1. Definición de transformadores	1
1.1.2. Principio de funcionamiento	2
1.2. Descripción física	3
1.2.1. Ensamblaje y armado de transformador	3
1.2.1.1. Construcción del núcleo	3
1.2.1.2. Devanados de transformadores	6
1.2.1.3. Materiales aislantes	6
1.2.1.3.1. Aislantes líquidos	7
1.2.1.3.2. Aislantes sólidos	7
1.3. Protección de transformadores de potencia	8
1.3.1. Importancia de la protección de transformadores de potencia	8
1.3.2. Protecciones requeridas	9
1.3.2.1. Normas IEC	10

1.3.2.1.1.	Capacidad térmica para soportar corto circuito	11
1.3.2.1.2.	Duración de la corriente simétrica de corto circuito	12
1.3.2.2.	Normas ANSI	13
1.3.2.2.1.	Requerimientos de corto circuito	13
1.3.2.2.2.	Categoría de transformadores	14
1.3.2.2.3.	Duración de la corriente de corto circuito	15
1.3.2.2.4.	Cálculos de la corriente de corto circuito	15
1.4.	Fallas en aislamientos sólidos	16
1.5.	Fallas en aislamientos líquidos	17
2.	DIAGNÓSTICO DE LA FALLA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
2.1.	Descripción de la falla física	19
2.2.	Ubicación y diagnóstico de la falla en el transformador	19
3.	PRUEBAS REALIZADAS AL TRANSFORMADOR	
3.1.	Pruebas de aislamiento con megger	21
3.1.1.	Método de tiempo corto para pruebas de aislamiento con megger	21
3.1.1.1.	Procedimiento para medición	21
3.1.1.2.	Resultados de prueba de aislamiento	23
3.1.1.3.	Criterios de aprobación	23
3.1.2.	Prueba de relación de transformación TTR	24
3.1.2.1.	Procedimiento para la medición	24
3.1.2.2.	Resultados de prueba de relación de vueltas	25

3.1.2.3.	Criterios de aprobación de la prueba	26
3.1.2.4.	Interpretación de los resultados	27
3.1.3.	Pruebas para el aceite dieléctrico	27
3.1.3.1.	Rigidez dieléctrica	28
3.1.3.1.1.	Procedimiento para la medición	28
3.1.3.1.2.	Resultados de la prueba	29
3.1.3.1.3.	Criterios de aprobación de la prueba	30
3.1.3.1.4.	Interpretación de los resultados	30
3.1.3.2.	Tensión Interfacial	30
3.1.3.2.1.	Resultados de la prueba	31
3.1.3.2.2.	Criterios de aprobación de la prueba	31
3.1.3.3.	Factor de potencia aceite dieléctrico	32
3.1.3.3.1.	Preparación de la muestra	32
3.1.3.3.2.	Recomendaciones para realizar la prueba	33
3.1.3.3.3.	Procedimiento para realizar la prueba	33
3.1.3.3.4.	Resultados de la prueba	33
3.1.3.3.5.	Interpretación de los resultados	34
3.1.4.	Pruebas de corriente de excitación	34
3.1.4.1.	Consideraciones de prueba de medición	34
3.1.4.2.	Procedimiento de prueba de corrientes de excitación	36
3.1.4.2.1.	Método UST para la medición de corrientes de excitación en el devanado conectado en delta	36

3.1.4.2.2.	Método de corrientes de excitación para los devanados conectados en estrella	37
3.1.4.3.	Análisis de los resultados	37
3.1.5.	Barrido de frecuencia	38
3.1.5.1.	Procedimiento de prueba de barrido de frecuencia	39
3.1.5.2.	Resultados obtenidos en la prueba	40
3.1.6.	Prueba de factor de potencia al aislamiento	41
3.1.6.1.	Consideraciones para medición de factor de potencia	42
3.1.6.2.	Procedimiento de prueba de factor de potencia	42
3.1.6.3.	Resultados de la prueba de factor de potencia en los devanados	45
3.1.6.4.	Interpretación de los resultados de la prueba	46
4.	PREPARACIÓN DE TRANSFORMADOR PARA REPARACIÓN	
4.1.	Descripción de los preparativos para la reparación del transformador	47
4.2.	Tipo de grúa para el traslado de transformador	47
4.3.	Transporte y arribo al lugar de reparación	48
4.4.	Preparación de bodega para reparación de transformador	50
4.5.	Procedimiento de extracción del núcleo	50
4.5.1.	Identificación y marcación de piezas desmontables	50
4.6.	Eganche de núcleo a grúa para su extracción	51

5. PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE FALLA

5.1. Evaluación del estado de las bobinas del transformador	53
5.2. Evaluación del estado físico de pines de lado de 13.8KV	53
5.2.1. Proceso de desconexión de pines del lado de baja tensión	53
5.2.2. Instalación de nuevos pines de lado de baja tensión	54
5.3. Evaluación del estado físico del aislante solido de las barras de 13.8KV	54
5.3.1. Revisión de aislante sólido en las tres fases y neutro de lado secundario	55
5.3.2. Ubicación de áreas dañadas en el aislante sólido (papel kraft)	56
5.3.3. Remoción de papel aislante dañado	56
5.3.4. Identificación de tipo y características dieléctricas del papel	57
5.3.5. Limpieza de barras de cobre de baja tensión	58
5.3.6. Instalación de aislante nuevo	59
5.3.7. Aplicación de cinta de castilla sobre el aislante sólido (papel kraft)	60
5.4. Evaluación de horquilla	60
5.5. Evaluación física de bobinas del transformador	61
5.6. Lavado de partes activas con aceite dieléctrico	62
5.7. Limpieza de cuba y tanque de compensación	63

5.8. Reemplazo de empaque principal de cuba	63
5.8.1. Material Nitrilo-Neopreno	64
5.9. Colocación de núcleo en la cuba del transformado	64
5.10. Traslado de transformador a la sub-estación	65
6. PREPARACIÓN DE TRANSFORMADOR PARA ENERGIZAR	
6.1. Secado del núcleo y partes activas	67
6.1.1. Proceso de alto vacío	67
6.1.2. Equipo para realizar proceso	67
6.1.3. Tratamiento de vacío	68
6.2. Llenado de aceite dieléctrico	69
6.3. Instrucciones generales para la energización del transformador	70
6.3.1. Normas de seguridad	70
6.3.2. Precauciones al energizar el transformador	70
6.4. Monitoreo de transformador puesto en servicio	71
CONCLUSIONES	73
RECOMENDACIONES	75
BIBLIOGRAFÍA	77

APÉNDICE I	79
APÉNDICE II	81
APÉNDICE III	83
APÉNDICE IV	87

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Diagrama para medición de relación de transformación	25
2. Efectos inductivos, resistivos y capacitivos de un transformador	38
3. Respuesta de frecuencia en los devanados	39
4. Respuesta de transformador con falla	40
5. Respuesta de transformador antes y después de la reparación	41
6. Diagrama de conexión para prueba de factor de potencia	43
7. Forma de sujeción a la plataforma de transporte	48
8. Ubicación de transformador en plataforma	49
9. Instalación de nuevos pines en el lado de baja tensión	54
10. Daño de aislante sólido (papel kraft)	55
11. Papel kraft utilizado como aislante sólido en las barras de baja tensión	56
12. Restos de papel kraft impregnados en el cobre	58
13. Aplicación de cinta de castilla sobre aislante sólido (papel kraft)	59
14. Barra de cobre con una cubierta de cinta de castilla	60
15. Instalación de horquilla nueva	61
16. Bobinas de transformador de 5MVA 69/13.8KV	62

17. Limpieza de bobinas con aceite dieléctrico	62
18. Limpieza de paredes y fondo de cuba	63
19. Instalación de nuevo empaque con material nitro-neopreno	64
20. Colocación de núcleo ya reparado en su cuba	65
21. Traslado de transformador hacia la sub-estación	66

TABLAS

I	Categoría de transformadores según normas IEC	10
II	Categoría de transformadores según normas ANSI	14
III	Selección de voltajes según equipo a medir	22
IV	Resultados de la medición de prueba de aislamiento	23
V	Resultados de prueba con equipo TTR	25
VI	Resultados de prueba de rigidez dieléctrica	29
VII	Procedimiento para la medición de corriente de excitación en devanado conectado en delta	36
VIII	Conexión para devanado conectado en estrella para su medición	37
IX	Procedimiento de prueba para transformadores de dos devanados	44

X	Resultados de prueba de factor de potencia a devanados	45
XI	Detalle de resultados de prueba de factor de potencia	46
XII	Características dieléctricas del papel kraft	57
XIII	Criterio de aprobación de grado vacío	68

GLOSARIO

Aceite dieléctrico	Líquido que se utiliza como medio de aislamiento y refrigeración en transformadores de potencia, que posee características de no ser conductor de la electricidad.
Aislante	Desde el punto de vista eléctrico, es todo material que no conduce corriente eléctrica al aplicársele una diferencia de potencial.
<i>Bushing</i>	Aislador de construcción especial cuya función es proporcionar una entrada aislada para un conductor energizado al tanque o cámara de un aparato.
Cambiador de taps	Dispositivo por medio del cual se varía la relación de vueltas en el devanado del transformador con el objetivo de variar los valores de voltaje en el secundario y terciario de un transformador.
Corto circuito	Valor de corriente muy grande que puede provocar daños físicos en equipo eléctrico. Esta condición se presenta cuando existe alguna falla en el sistema.

Factor de potencia	Es la relación de la potencia disipada en el sistema de aislamiento y los volt amperios aplicados. Es igual al coseno del ángulo que existe entre el voltaje aplicado y la corriente total de prueba
Herrajes	Dispositivo que sirve como medio de fijación mecánica en un transformador.
Imagen térmica	Dispositivo por medio del cual se puede representar la temperatura de un transformador tomando una muestra de corriente de la carga total que es transferida por el transformador.
Megger	Equipo utilizado para medir el valor del aislamiento en un sistema compuesto por papel y aceite dieléctrico en un transformador.
Papel Kraft	Material utilizado para aislar las bobinas entre sí y con partes metálicas en un transformador.
Regeneración	Proceso mediante el cual se hace circular a través de filtros de tierra fuller, el aceite dieléctrico para devolverle sus propiedades físicas, químicas y eléctricas.

Sobre-corriente	Valor de corriente que es superior al valor nominal en equipos de protección. Es el parámetro que hace operar dispositivos de protección.
Tierra Fuller	Arcilla utilizada para devolver las características químicas al aceite dieléctrico.
TTR	“Transformer Turn Ratio”, equipo utilizado para medir la relación entre bobinas en un transformador.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación se enfoca en el procedimiento que se emplea para la reparación en transformadores de potencia que han sufrido fallas por arcos eléctricos en el lado de baja tensión, las cuales se producen debido a acontecimientos de la naturaleza que no se pueden predecir.

Es de importancia tener un archivo de documentación de todos los mantenimientos realizados a los transformadores ya que es un recurso vital y en el cual se puede tener un control de los resultados de las pruebas al transformador, utilizando estos resultados para detectar alguna anomalía en los diferentes tipos de aislantes, partes activas o del núcleo.

Para poder alcanzar objetivos concisos en este material es necesario recurrir a textos que estén enfocados específicamente en transformadores de potencia, manual del transformador a reparar, manual de mantenimiento, tesis relacionadas con el tema y documentos de trabajos de campo para comprobación y respaldo de los procedimientos que se realizaron.

La necesidad de documentar este tipo de reparación surge debido a que en el medio existe poco material sobre este tema. Se debe aclarar que este trabajo es un documento de apoyo y que enfoca exclusivamente en reparación de daños en los aislantes.

Se describen normas de seguridad que se deben cumplir para poder proteger el equipo que se utiliza en la reparación, personal de trabajo y el transformador.

OBJETIVOS

◆ **General:**

Describir el proceso que se utiliza para realizar la reparación de una falla producida por un arco eléctrico, en una fase del lado de baja tensión en el aislamiento sólido y líquido en un transformador de potencia.

◆ **Específicos:**

1. Conocer una de las formas en la cual se puede detectar fallas por arco eléctrico en el lado de baja tensión.
2. Conocer el procedimiento con el cual se extrae el núcleo de la cuba de transformador para llevar a cabo la reparación teniendo en cuenta todas las precauciones debidas.
3. Describir el proceso adecuado para llevar a cabo la reparación del transformador, sabiendo previamente el área dañada y teniendo los materiales a utilizar.
4. Corroborar por medio de pruebas al transformador que la reparación se ha llevado con éxito.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo tiene como propósito la descripción del procedimiento que se lleva a cabo al momento de detectar una falla por arco eléctrico en un transformador de 5 MVA.

El primer capítulo describe el funcionamiento y partes principales de los transformadores de potencia, descripción de los aislantes sólidos y líquidos, el concepto de corto circuito y descripción de los daños que causa.

El segundo capítulo contiene la forma de diagnosticar la falla que consiste en describir el tipo de falla, la ubicación de la falla y la forma en que se detectó.

El tercer capítulo es el procedimiento para la extracción del núcleo, se describe la desconexión eléctrica, vaciado del aceite dieléctrico de la cuba, así como el del tanque conservador. El lugar donde se llevará a cabo la reparación debe cumplir ciertos requerimientos que se describen para evitar contaminación en las partes internas del transformador.

En el cuarto capítulo se describe el proceso que se lleva a cabo para la reparación de la falla por arco eléctrico en una fase en el lado de baja tensión, se muestra los pasos a seguir para llevar un orden específico y realizar una exitosa reparación.

Al haber concluido la reparación se debe proceder a colocar el núcleo del transformador en la cuba, siguiendo un proceso similar al que se realizó para extraerlo, se utiliza el proceso de termo vacío además de la medición del punto de rocío.

Se documentan las pruebas que se le realizan al transformador para confirmar que la reparación se ha llevado con éxito, en las pruebas realizadas se encuentran la prueba de aislamiento, prueba de relación de vueltas (TTR), prueba de factor de potencia, al aceite se le realizan las pruebas de nivel de rigidez dieléctrica, tensión interfacial, entre otras.

1. DESCRIPCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.1. Conceptos básicos

1.1.1. Definición de transformadores

Un transformador es un dispositivo en el cual dos o más circuitos eléctricos están acoplados a través de un flujo magnético común variable con el tiempo.

Usualmente los transformadores para convertir potencia en sistemas eléctricos de 60Hz están formados por dos o más bobinas enrolladas alrededor de un núcleo de material ferro-magnético, tal como acero al silicio.

La bobina que recibe energía de la fuente se le denomina con el nombre de primario del transformador y la bobina que entrega energía se conoce como el secundario del transformador.

Esta transferencia de energía se logra bajo el principio de inducción electro-magnética, sin alterar la frecuencia, generalmente para cambiar las magnitudes de tensión o de corriente del primario al secundario.

De acuerdo a la norma ANSI C57.12.80-1978, *Terminología para transformadores de potencia y distribución*, en su sección dos define el término transformador como: “un dispositivo eléctrico que consiste de un bobinado, o dos o más bobinas acoplados, con o sin núcleo magnético para introducir mutuo entre circuitos eléctricos”.

1.1.2. Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento del transformador, se puede explicar por medio del llamado transformador ideal monofásico, es decir una máquina que es alimentada a través de una corriente alterna monofásica.

En su concepción básica el transformador está formado por un núcleo de material magnético que forma un circuito magnético cerrado, y sobre sus columnas se encuentran los devanados. Uno es llamado primario porque recibe energía, y el otro se le conoce como secundario, y es el que entrega energía. Las dos bobinas se encuentran eléctricamente separadas entre sí.

Como sucede en un generador, en él se induce un voltaje cuando una bobina mueve a través de un campo magnético, o bien cuando el campo producido en los polos en movimiento cortan una bobina estacionaria.

Para los dos casos, el flujo es sustancialmente constante, pero hay un cambio en la cantidad de flujo que eslabona a la bobina. Este mismo principio es válido para el transformador, solamente que, para este caso las bobinas y el circuito magnético son estacionarios, en cambio el flujo magnético varía continuamente.

1.2. Descripción física

Básicamente un transformador se compone de dos partes: El núcleo magnético y los devanados. Estos están relacionados con otros elementos destinados a las conexiones mecánicas y eléctricas entre las distintas partes, al sistema de enfriamiento, al medio e transporte y a la protección de la máquina en general.

En cuanto a las disposiciones constructivas, el núcleo determina características relevantes. Se establece una diferencia fundamental en la construcción de transformadores dependiendo de la forma del núcleo. Existen otros aspectos que establecen diferencias entre tipos de transformadores. Por ejemplo el sistema de enfriamiento, que establece la forma de disipación del calor producido en los mismos, o bien en términos de su potencia y voltaje para aplicaciones, que clasifica en transformadores de potencia o de distribución.

1.2.1. Ensamblaje y armado de transformador

1.2.1.1. Construcción del núcleo

El núcleo magnético está formado por láminas delgadas de acero, con pequeñas cantidades de silicio, aproximadamente 4%, las cuales se llaman comúnmente laminaciones magnéticas. La razón de tener estas laminaciones es para minimizar las pérdidas por Histéresis y por corrientes parásitas.

El material empleado más comúnmente en la fabricación de núcleos se conoce como lámina de acero eléctrico, la cual consiste fundamentalmente de una aleación de hierro silicio de bajo contenido de carbón y se obtiene por medio de un proceso de rolado en frío. Ambas caras de la lámina se recubren con un material aislante conocido como Carlite, nombre patentado por la Compañía ARMCO.

Comercialmente existen varios tipos de aceros eléctricos en espesores diferentes y de diversas características de pérdidas. En transformadores de distribución de potencia es muy común la utilización de acero de grano orientado M4.011 (0.2794) de espesor cuyo contenido de silicio es de 3.1%. El núcleo está comprendido constructivamente de dos partes: Las columnas o piernas y los yugos.

En las columnas se alojan los devanados y los yugos unen entre si a las columnas para cerrar el circuito magnético.

Las bobinas es necesario montarlas bajo cierto procedimiento y desmontarlas cuando sea necesario por trabajos de mantenimiento. Los núcleos magnéticos son armados en tal forma que son desmontables, para poder meter y sacar las bobinas de las columnas, pudiendo los núcleos que cierran el circuito magnético terminar al mismo nivel en la parte que está en contacto con los yugos, o bien con salientes.

En ambos casos se arman con juego de laminaciones para columnas y yugos que se colocan por capas de arreglos pares e impares.

Para sujetar las laminaciones se utilizan tornillos opresores y es separado por medio de tornillos tensores. La función básica de estas partes es de sujeción mecánica. Al conjunto de estas partes se le conoce con el nombre de herrajes o armadura y se complementan con componentes como fibra de vidrio o madera.

Para transformadores de gran potencia en las laminaciones destinadas a formar las columnas, se hacen agujeros en los que se colocan tornillos pasantes. Estos tornillos se aíslan con tubos de papel, cartón o baquelita y se sujetan a las tuercas con roldanas aislantes. Estos elementos aislantes no requieren propiedades dieléctricas particulares, dado que los valores de tensión que pueden ser inducidos en el núcleo son bajos. Cuando se utilizan tornillos no aislados se inducen corrientes que producen calentamiento que son inadmisibles.

Las secciones de las columnas determinan automáticamente las secciones de los núcleos. Por razones de tipo económico y también para equilibrar los esfuerzos electrodinámicos que se pueden presentar entre los conductores, los devanados se construyen casi siempre en forma circular. Por esta razón se necesita que las columnas deban ser de sección circular. En la práctica esta condición es poco realizable, entonces se busca una aproximación haciendo la sección en escalones.

Esto repercute en los costos de fabricación, pero en transformadores de gran potencia esto se hace necesario debido a que a mayor capacidad, mayor número de escalones pudiendo llegar a ser hasta 10 ó 12 escalones.

Los yugos no están vinculados con los devanados con lo cual son rectangulares, aun cuando también pueden tener escalones para mejorar el enfriamiento.

1.2.1.2. Devanados de transformadores

Las bobinas o devanados de los transformadores, pueden ser clasificadas como de baja tensión y alta tensión.

Esta distinción se debe a que los criterios constructivos para los devanados de baja tensión son diferentes a los de alta tensión, de esta forma tenemos que los devanados de baja tensión por lo general se construyen con alambre rectangular aislado de una sola espira, en cambio los devanados de alta tensión son construidos con muchas espiras con alambre de sección circular.

1.2.1.3. Materiales aislantes

Los sistemas o estructuras aislantes de la mayoría de los transformadores consisten casi completamente de la combinación de cartón comprimido, papel y aceite mineral. La combinación de aceite y papel es altamente recomendable, resultando en propiedades dieléctricas superiores a cualquiera de las dos en forma separada.

En el caso de los transformadores de potencia que es en donde se presentan las condiciones de operación más críticas, es necesario seleccionar un líquido que posea, no solo buenas características aislantes, sino que también sirva como un buen medio de transmisión de calor para transportar hacia el exterior, el que se genera en las bobinas del mismo. Se clasifican en aislantes sólidos y líquidos.

1.2.1.3.1. Aislantes líquidos

Los aislantes líquidos para usos electrotécnicos son obtenidos por destilación fraccionada del petróleo y es comúnmente conocido como aceite dieléctrico.

El aceite aislante en un transformador tiene las siguientes funciones, actúa como aislante eléctrico, actúa como refrigerante y protege los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

Los medios refrigerantes que son utilizados en transformadores son: el aire, el aceite dieléctrico, el silicón, los askareles y el gas SF6. El más común de ellos es el aceite dieléctrico de baja viscosidad.

1.2.1.3.2. Aislantes sólidos

Los aislantes sólidos más utilizados para la fabricación de transformadores son los siguientes:

- Papel Kraft (fibra de madera)
- Papel Kraft board (Fibra de madera)
- Papel Crepé
- Papel Press Board (Madera y algodón)
- Cartón comprimido (Presspann)
- Fibra de vidrio
- Porcelana
- Aislantes termoplásticos
- Cintas de algodón

Las principales funciones que deben realizar los aislamientos sólidos en un transformador son las siguientes:

- Aislar contra tierra los devanados
- Aislar entre si las espiras de una misma bobina
- Aislar entre si a los devanados
- Soportar sin daño los esfuerzos térmicos a que son sometidos los devanados
- Soportar sin daño los esfuerzos mecánicos a que son sometidos los devanados
- Soportar sin daño los esfuerzos eléctricos a que son sometidos los devanados

Las pruebas de laboratorio han demostrado en los ensayos de impulso (ondas de choque) que el mayor esfuerzo dieléctrico en las bobinas se produce en los extremos de la misma. Por esta razón el aislamiento en las terminales del devanado debe ser reforzado.

1.3. Protecciones de transformador de potencia

1.3.1. Importancia de la protección de transformadores de potencia

Uno de los elementos más importantes dentro de un sistema de potencia es el transformador, ya que por sus características de funcionamiento es el encargado de convertir la energía a niveles de tensión que se puedan distribuir comercialmente, ya sea industrias, comercios o al área residencial.

Cualquier país que se encuentre en vías de crecimiento presenta el fenómeno lógico que, para su funcionamiento, demande mayor energía. Los sistemas de distribución y transmisión deben tener la capacidad suficiente para poder entregar la cantidad de energía que les sea demandada.

Esta es la razón por lo que se debe contar con transformadores, que puedan manejar mayor capacidad de potencia. Sin embargo, al tener transformadores más grandes, representa hacer inversiones mayores, con lo cual se hace necesario tener esquemas de protección más confiables.

Esto se hace necesario para tener certeza que el transformador estará protegido adecuadamente, por medio de fusibles o relevadores de protección.

1.3.2. Protecciones requeridas

Los transformadores, como cualquier equipo eléctrico se construyen bajo normas internacionales para garantizar que la fabricación de los mismos cumpla con un mínimo de requerimientos para poder operar en condiciones satisfactorias. Así como se norman los procesos de fabricación, también se tienen lineamientos que nos ayudan a determinar los dispositivos de protección que debemos utilizar para la protección del equipo.

En la actualidad los fabricantes se rigen por dos normas que son muy conocidas y que por la región geográfica donde se encuentren los países, se conocen unas más que otras.

1.3.2.1. Normas IEC

Esta comisión se encuentra ubicada en Ginebra, Suiza y nació como el resultado del Congreso Eléctrico Internacional que tuvo lugar en St. Louis, Missouri, Estados Unidos en 1904. En la actualidad está compuesta por los comités nacionales de 42 naciones del mundo, dentro de las cuales se pueden mencionar a Argentina, Brasil, Canadá, China, España, EEUU, Francia, Israel Italia, Japón, México, Noruega, Reino Unido, Alemania.

Una de las publicaciones de esta comisión en lo concerniente a los transformadores de potencia, es la norma *IEC 1976 Transformadores de potencia Parte 5: Habilidad para soportar corto circuito*, de la cual se extractan las partes más importantes.

Para las condiciones de sobre corriente esta norma hace una división en categorías de acuerdo a la capacidad que posea el transformador, de la siguiente manera:

Tabla I. Categoría de transformadores según normas IEC

Categoría	Capacidad en KVA
I	Arriba de 3,150
II	3,151 a 40,000
III	Sobre 40,000

Fuente: IEC Standard, **Power transformers Part 5: Ability to withstand short circuit**, pág 7

Para calcular la corriente de cortocircuito simétrica deberá ser utilizada la impedancia de cortocircuito del transformador más la impedancia del sistema, para las categorías II y III.

Para los transformadores de la categoría I, se utiliza la impedancia del sistema más la impedancia de corto circuito del transformador si la misma es mayor que 5% de la impedancia de corto circuito del transformador, en el caso que sea menor se desprecia.

1.3.2.1.1. Capacidad térmica para soportar corto circuito

De acuerdo a esta norma este término se demuestra por medio de cálculos. El valor de la corriente de cortocircuito para transformadores con dos bobinas se calcula por medio de la siguiente fórmula y está dada en kiloamperios:

$$I = \frac{U}{2(Z_t - Z_s)} \times \frac{1}{2}$$

En donde Z_s es la impedancia de corto circuito del sistema definida con la siguiente fórmula y está dada en ohmios por fase:

$$Z_s = \frac{U_s^2}{S}$$

En donde U_s es el voltaje nominal del sistema y S es la potencia aparente de corto circuito del sistema en megavoltiamperios.

Y de la ecuación original U y Zt se definen de la siguiente manera:

- a) Para la derivación principal del transformador U es el voltaje nominal, del bobinado bajo consideración, en kilovoltios, Zt es la impedancia de corto circuito del transformador referido del bobinado bajo consideración y se calcula por medio de la siguiente formula y está dada en ohmios por fase:

$$Z_t = \frac{\mu s \times U_n^2}{100 \times S_n}$$

Donde μs es la impedancia de voltaje a corriente nominal y S_n es la potencia nominal del transformador en megavoltiamperios.

- b) Para las otras derivaciones:

U es, a menos que otra cosa se especifique, el voltaje de la derivación del bobinado bajo consideraciones en kilovoltios.

Zt es la impedancia de cortocircuito del transformador referida al bobinado y a la derivación bajo consideración en ohmios por fase.

1.3.2.1.2. Duración de la corriente simétrica de cortocircuito

La duración de la corriente que se utiliza para los cálculos de la habilidad térmica para soportar cortocircuito es de 2 segundos, a menos que otra cosa sea especificada por el fabricante.

1.3.2.2. Normas ANSI

De acuerdo a sus siglas el Comité Americano de Estándares de Ingeniería, fue organizado en 1919 mediante los esfuerzos de AIEE, la ASTM, la ASCE y el AIME para simplificar y normalizar la producción y la construcción. En los años transcurridos desde su fundación, ha pasado por varias reorganizaciones estructurales y cambios de nombre, habiéndose conocido como la Asociación Nacional Americana de Estándares, el Instituto de Estados Unidos de América de Normas y actualmente como el Instituto Nacional Americano de Estándares, por sus siglas en inglés (ANSI).

El instituto es una federación cuya Membresía incluye organizaciones que desarrollan o participan en el desarrollo de normas y que emplean o tienen relación con el uso de normas y compañías interesadas en el desarrollo de normas nacionales estadounidenses. Adicionalmente, muchos cuerpos gubernamentales y expertos independientes participan en el trabajo del instituto.

1.3.2.2.1. Requerimientos de corto circuito

Los transformadores llenados con líquido deberán ser diseñados y construidos para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos producidos por un corto circuito externo a ciertas condiciones.

El corto circuito externo deberá incluir las clases de corto circuito que se pueden presentar, es decir trifásico, línea a tierra, doble línea a tierra, línea a línea, en cualquier par de terminales.

La capacidad de soportar un corto circuito, puede ser seriamente afectada por la acumulación de efectos repetidos de sobreesfuerzos mecánicos y térmicos. En el apéndice IV se ilustra la grafica de daño mecánico/eléctrico del transformador.

Ya que no se tienen disponibles medios para monitorear y cuantificar continuamente cuando son requeridas evaluaciones del grado de dureza, las pruebas de corto circuito, deberán ser como prioridad para transformadores en servicio.

1.3.2.2.2. Categoría de transformadores

Cuatro categorías son reconocidas, las cuales se presentan en la tabla número III, y las mismas se diferencian dependiendo de la capacidad de los transformadores y del tipo de construcción.

Tabla II. Categorías de transformadores según normas ANSI

Categoría	Monofásicos (KVA)	Trifásicos(KVA)
I	5-500	15-500
II	501-1,667	501-5,000
III	1,668-10,000	5,001-30,000
IV	Arriba de 10,000	Arriba de 30,000

Fuente: C57.12.00-1987 Norma ANSI, pág. 28

1.3.2.2.3. Duración de la corriente de corto circuito

Para la categoría I, que son los transformadores de distribución, la duración del corto circuito será determinada por medio de la fórmula:

$$T = \frac{1250}{I^2}$$

Donde:

T es la duración en segundos

I corriente simétrica de corto circuito, en múltiplos de la corriente de base normal

Para categorías II, III, IV la duración de la corriente de corto circuito esta limitado a 2 segundos.

Cuando son usados en circuitos con características de re cierre, los transformadores en todas las categorías deberán de ser capaces de soportar los resultados de corto circuitos sucesivos.

1.3.2.2.4. Cálculos de la corriente de corto circuito

Para calcular la corriente simétrica de corto circuito se utiliza la siguiente fórmula que proporciona la corriente de corto circuito eficaz en amperios:

$$I_{sc} = \frac{I_r \times (Z_t + Z_s)}{I_r + (Z_t + Z_s)}$$

Donde:

- I_r es la corriente nominal eficaz, proporcionada por la conexión de las bobinas.
- Z_t impedancia del transformador, tomada de la posición de las derivaciones de las bobinas por unidad, con la misma potencia aparente base como I_r .
- Z_s impedancia del sistema o aparatos permanentemente conectados al transformador, en por unidad, con al misma base de potencia aparente como I_r .

1.4. Fallas en aislamientos sólidos

Los aislamientos sólidos están compuestos principalmente por papel, cartón y madera. Generalmente un 95% de estos aislamientos son papel Kraft y cartón, estos tienen como principal componente la celulosa, la que desde el punto de vista químico esta considerada como una cadena de glucosa.

La función principal de los aislamientos sólidos en transformadores es formar una barra dieléctrica, capaz de soportar la diferencia de potencial a que están sujetas las diferentes partes del equipo, así como mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria predeterminada, con el propósito de evitar trayectorias de corrientes no deseadas, es decir, corto circuitos, para esto es necesario mantener en óptimas condiciones de operación los aislamientos.

Los aislamientos sólidos fallan cuando se hace presente, dentro del transformador, humedad que puede provocar cambios en los componentes físicos y en propiedades como la rigidez dieléctrica de los mismos, provocando que pierdan sus características aislantes. Este es un proceso lento pero que lleva al final de la vida útil del transformador en un tiempo menor al de su vida útil estimada.

1.5. Fallas en aislamientos líquidos

El aceite mineral dieléctrico que sirve de aislante líquido y medio de enfriamiento en un transformador de potencia está construido por una gran variedad de hidrocarburos. El aceite mineral dieléctrico es extraído de la tierra, donde se forma por la transformación de cuerpos animales y de plantas soterradas. Esta transformación se produce por un efecto combinado de presión y de alta temperatura produciéndose directamente el petróleo del que luego deriva el aceite.

Un factor que afecta al aceite provocando fallas en el mismo es básicamente la oxidación que produce el envejecimiento prematuro del mismo. Esto se inicia con el ingreso de oxígeno del exterior al interior del transformador provocando la degradación del aceite. Otro factor es la contaminación por humedad la cual también se produce con el ingreso de aire en el interior del transformador. La humedad puede ingresar al interior del transformador cuando se tiene empaques muy deteriorados.

2. DIAGNÓSTICO DE LA FALLA DEL TRANSFORMADOR

2.1. Descripción de la falla física

La falla fue causada por un ave que al hacer contacto con un pin del bushing de lado de baja produjo un arco eléctrico de fase a tierra, lo cual provoco daños en el aislamiento (papel kraft), lo cual causo un decremento de la rigidez dieléctrica, dicha falla no se detecto instantáneamente por las protecciones debido a que estaban mal ajustadas.

2.2 Ubicación y diagnóstico de la falla en el transformador

La falla se ubicó realizando imágenes térmicas después de haber ocurrido el arco eléctrico, pudiendo observar en ellas puntos calientes en un aislador de una fase en el lado de baja tensión.

Se realizó la prueba de furanos al aceite el cual se encontró que existía mayor a 5 ppm, lo cual indica la degradación del papel kraft que se utiliza como aislante en las barras, por esto se procedió a la extracción del núcleo de la cuba para la evaluación.

Se encontró daños en el aislamiento sólido que recubre las barras en el lado de baja tensión, esto producido por el incremento de temperatura por la falla

3. PRUEBAS REALIZADAS AL TRANSFORMADOR

3.1. Prueba de aislamiento con megger

3.1.1. Método de tiempo corto para prueba de aislamiento con megger

Consiste en someter el equipo bajo prueba a una lectura rápida normalmente de un minuto y registrar la lectura final.

Generalmente el valor de la resistencia aumenta con el tiempo y no se tiene definido en que momento se deba de detener la prueba. Esta se realiza durante sesenta segundos, con el fin de hacer comparaciones bajo una misma base con los datos de pruebas anteriores y actuales.

3.1.1.1. Procedimiento para medición

- Seleccionar el voltaje adecuado de acuerdo al voltaje nominal del equipo que se va a probar. Se muestra a continuación la tabla III como una forma de selección del voltaje.

Tabla III. Selección de voltajes según equipo a medir

VOLTAJE DEL MEGGER	VOLTAJE NOMINAL DEL EQUIPO BAJO PRUEBA
100 Y 200 volts	Hasta 100 voltios incluye algunos sistemas de señalización y control.
500 volts	De 100 voltios en adelante
1,000 volts	De 600 voltios en adelante
2,500 volts	De 1,000 voltios en adelante
5,000 volts	De 4,000 voltios en adelante

- Para evitar errores en la toma de datos por los asilamientos del cable, se debe usar cables de cobre desnudos y aislados por distancia.
- Se debe comprobar que los cables no estén abiertos colocándolos en corto y verificando que la lectura sea cero ohmios de aislamiento, se debe utilizar el voltaje mas bajo del equipo.
- Asegurarse que el equipo que se va a probar no este energizado y debe estar aterrizado aproximadamente 10 minutos para eliminar toda carga capacitiva que pueda afectar la medición.
- Tomar la temperatura del equipo que se está probando para corroborar si se debe hacer correcciones por temperatura.
- Al conectar el megger utilizar guantes con el aislamiento adecuado y durante la prueba no tocar las puntas en tensión.

3.1.1.2. Resultados de prueba de asilamiento

Los valores de los aislamientos fueron tomados a una temperatura del aceite de 30°C según el indicador del mismo. Estos valores se pueden corregir a 20°C aplicando el factor de corrección por temperatura. El resultado se encuentra entre el rango aceptable.

Tabla IV. Resultados de la medición de prueba de asilamiento

Prueba a realizar	Voltaje aplicado	Valor medido en $G\Omega$
Devanado de alta a baja	5,000 Voltios	12.8
Devanado de alta a tierra	5,000 Voltios	12.5
Devanado de baja a tierra	5,000 Voltios	12.15

Fuente: **Reporte de pruebas de asilamiento a transformadores, TAMSA, pág. 18**

3.1.1.3. Criterios de aprobación

No hay una buena cifra para determinar si una lectura de una resistencia de aislamiento es buena o mala, pero una buena guía es la de considerar 1 MW por cada 1000 voltios de prueba aplicados como una cifra mínima. Esto es aplicable a motores y transformadores.

3.1.2. Prueba de relación de transformación TTR

La prueba de relación de vueltas consiste en determinar la relación numérica de voltajes del primario al secundario, los cuales debe de coincidir con los valores de placa del transformador.

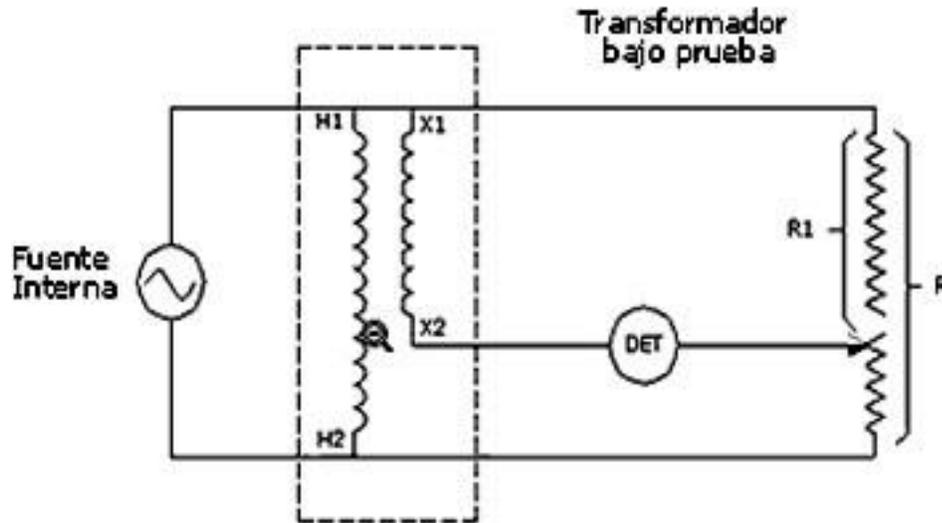
La polaridad es importante porque permite determinar el diagrama fasorial de transformador.

Para realizar esta prueba se ha establecido el uso del TTR (Transformer Turner Ratio). El principio de operación de este aparato es que cuando dos transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad, excitados en paralelo con la más pequeña diferencia en la relación de alguno de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos relativamente grande.

3.1.2.1. Procedimiento para medición

Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la figura, cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a $R / R1$.

Figura 1. Diagrama para medición de relación de transformación



3.1.2.2. Resultados de prueba de relación de vueltas

Los resultados de la prueba de relación utilizando un TTR se muestran en la siguiente tabla:

Tabla V. Resultados de prueba con equipo TTR

DEVANADOS	POSICION DE TAPS				
	1	2	3	4	5
1U – 1V / 2N – 2U	9.0845	8.8702	8.6541	8.4388	8.2237
1V – 1W / 2N – 2V	9.0851	8.8701	8.6541	8.4388	8.224
1W – 1U / 2N – 2W	9.0855	8.8705	8.6542	8.6542	8.2243
Relación teórica	9.093	8.8765	8.66	8.4435	8.227
Grupo de Conexión	Dyn1				

Fuente: Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 22

3.1.2.3. Criterio de aprobación de prueba

Al concluir esta prueba se verifica si la relación práctica varía respecto a la relación teórica en un valor mayor a 0.5% se deberá realizar mediciones de resistencia a los devanados afectados y compararlos con los datos del fabricante del transformador.

Si el porcentaje de error es mayor de 0.5% entonces existe un corto circuito en los devanados del transformador. El porcentaje de error se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\%Dif = \frac{(\text{Relación teórica} - \text{Relacion medida})}{\text{Relación teórica}} \times 100$$

Se puede establecer como regla general que el porcentaje de diferencia no debe ser mayor al $\pm 0.5\%$.

- Si la relación medida es mayor al dato de placa del transformador, el corto circuito se localiza en las bobinas de baja tensión, si por el contrario, es menor al dato de la placa el corto circuito se localiza en las bobinas de alta tensión.
- Si al realizar la prueba de TTR no se levanta la corriente de excitación significa que se tiene un devanado abierto. Si por el contrario la corriente de excitación no se levanta significa que se tiene un corto circuito severo en uno de los dos devanados.

3.1.2.4. Interpretación de los resultados

Los resultados de la prueba de relación de transformación definida en la norma ANSI C-57.12.90.1987 cumplen con los valores teóricos mostrados en la tabla V cumpliendo con una diferencia menor al $\pm 0.5\%$.

3.1.3. Pruebas para el aceite dieléctrico

Se le denominan así al conjunto de pruebas físico-químicas que se realizan para determinar el estado en el cual se encuentra el aceite dieléctrico que se utiliza como aislante en los transformadores de potencia. Las principales pruebas son:

- Rigidez dieléctrica
- Tensión interfacial
- Factor de potencia
- Color
- Contenido de humedad
- Contenido de furanos
- Acidez
- Aspecto visual

3.1.3.1. Rigidez dieléctrica

La tensión de ruptura eléctrica de un aceite es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo dieléctrico. Esta prueba es la que más frecuentemente se usa y es capaz de revelar dos cosas: La resistencia momentánea de un aceite al paso de la corriente y la relativa cantidad de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

3.1.3.1.1. Procedimiento para la medición

- Para asegurar la conformidad con las normas ASTM D877 o D1816, revisar y ajustar el espacio entre los electrodos en la celda de prueba usando un apropiado calibrador.
- Llenar la copa de prueba con suficiente cantidad de líquido aislante para cubrir completamente los electrodos y cumplir con el nivel mínimo especificado en las normas ASTM.
- Agitar el líquido aislante con pequeños golpes en la copa de pruebas (La agitación rápida puede causar un exceso de burbujas en el líquido).
- Colocar cuidadosamente la copa de prueba llena entre los electrodos dentro de la celda de prueba y cerrar la tapa de cristal de seguridad.
- Antes de iniciar la prueba, dejar reposar a la muestra por 3 minutos o más para permitir el escape de cualquier burbuja que se haya acumulado.
- Energizar el equipo que se utiliza para la medición
- Si se enciende el indicador de falla "failure", presione el botón "reset", hasta que la lectura del voltímetro sea cero.

- Ajuste la posición de la proporción de aumento del voltaje de prueba "rate of raise" a la posición apropiada.
- Presione el botón "start" para inicial a incrementar el voltaje de salida. El voltaje se incrementa automáticamente hasta que la ruptura ocurre y el indicador de falla "failure" se enciende y el voltaje decae a cero.
- La pantalla del voltímetro continuará desplegando el voltaje de ruptura hasta que el botón "reset" sea presionado y la lectura regresará a cero.
- Repetir el proceso 2 veces más para la misma muestra, para encontrar un promedio de las tres lecturas obtenidas.

3.1.3.1.2. Resultados de la prueba

Los resultados obtenidos en la prueba de rigidez dieléctrica utilizando la norma ASTM D877 se muestran en la tabla:

Tabla VI. Resultados de prueba de rigidez dieléctrica

PRUEBAS DE RIGIDEZ DIELECTRICA NORMA UTILIZADA D877																		
Tonel No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Rigidez kv	46	46	42	40	39	45	44	40	39	42	38	41	45	44	44	42	41	44

Fuente: C57.12.00-1987 Norma ASTM D877, pág. 50

3.1.3.1.3. Criterio de aprobación de la prueba

Para un probador de rigidez dieléctrica de electrodos planos con una separación de 2.54 mm, el promedio de 5 muestras de aceite deberá soportar favorablemente una tensión de 30 kV como mínimo para que sea considerado como bueno para su uso. Además la relación de la desviación estándar de las 5 lecturas entre la media debe ser menor a 0.1 para considerar la prueba como satisfactoria, de lo contrario se deberán repetir las pruebas para otras 5 muestras.

3.1.3.1.4. Interpretación de los resultados

Los resultados obtenidos en la prueba de rigidez dieléctrica que se aplicaron a cada tonel cumplen con los requerimientos establecidos, los cuales como mínimo deben de soportar una tensión de 30kv. En los resultados obtenidos el valor mínimo fue de 38kv.

3.1.3.2. Tensión interfacial

La tensión interfacial es una medida que indica el valor de la fuerza de atracción en moléculas de agua y aceite, colocadas en contacto plano.

La fuerza, que es medida en dinas/cm, proporciona una indicación de la descomposición del aceite. Esto se debe a que la oxidación y contaminantes se concentran en la interface aceite-agua. La prueba de tensión interfacial va muy relacionada con el índice de neutralización.

Esta prueba nos da un indicativo, en conjunto con la prueba de acidez y color si existen en el aceite dieléctrico presencia de lodos y compuestos polares que favorecen el proceso de oxidación.

3.1.3.2.1. Resultados de la prueba

Las pruebas de tensión interfacial dieron como resultado positivo 38 dyn/cm siendo esta mayor a 35 dyn/cm la cual da como resultado una prueba satisfactoria.

3.1.3.2.2. Criterio de aprobación de la prueba

Los resultados de esta prueba deben establecer que el aceite dieléctrico tiene la capacidad de encapsular moléculas de agua y sustancias polares. Un aceite con alta tensión interfacial será capaz de mantener elevada la rigidez dieléctrica aunque el aceite incorpore agua.

Opuestamente, un aceite con baja tensión interfacial no recuperará su rigidez dieléctrica aunque sea deshidratado y purificado.

El descenso paulatino de la tensión interfacial es señal de envejecimiento del aceite o de mezcla de un aceite dieléctrico con otro lubricante industrial.

Interpretación de los resultados:

- Satisfactorio > 35 dyn/cm
- Dudoso > 25 a 35 dyn/cm
- Insatisfactorio < 25 dyn/cm

3.1.3.3. Factor de potencia aceite dieléctrico

El factor de potencia es una prueba para evaluar la condición del aceite aislante desde el punto de vista dieléctrico. El factor de potencia de un aceite es la relación del voltaje efectivo y la corriente expresado en voltampers. Esto es numéricamente equivalente al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas; es una cantidad adimensional, expresada normalmente en porcentaje.

Un requisito que debe cumplir un buen aceite es la ausencia de agua y otros compuestos contaminantes para evitar la degradación y la falta del aislante.

La especificación (CFDE D3100-19) para aceite nuevo es 0.05% a 25°C y 0.3% a 100°C.

Para efectuar la prueba de Factor de Potencia del aceite, se utiliza el medidor de factor de potencia que cuente con una celda especialmente preparada para ello, la cual es en esencia un capacitor que utiliza el aceite como medio dieléctrico.

3.1.3.3.1. Preparación de la muestra

Deben tomarse las precauciones necesarias para que la muestra sea verdaderamente representativa del equipo, para esto se debe drenarse aceite de la válvula de muestreo del equipo que se va a probar, para eliminar cualquier suciedad o agua acumulada en la válvula.

La muestra se deja reposar durante un tiempo de 2 a 3 minutos antes de efectuar la prueba para que el aire atrapado pueda escapar y las partículas de material extraño se depositen en el fondo de la celda.

3.1.3.3.2. Recomendaciones para realizar la prueba

- Se debe tener extrema precaución con las partes vivas tanto para el personal, como para el equipo y la copa debe estar aislada de tierra.
- Es importante limpiar perfectamente la celda con el mismo aceite a probar antes de efectuar la prueba pues de ello depende la confiabilidad de los resultados.
- Manejar la celda con mucho cuidado, tanto al ser utilizada, como al transportarla, para conservarla en buen estado; ya que las abolladuras restan confiabilidad a los resultados, se recomienda mantenerla llena de aceite al estar almacenada.

3.1.3.3.3. Procedimiento para realizar la prueba

Primeramente, para efectuar ésta prueba, deberá tenerse listo y en condiciones de operar el equipo, conectándose a el todas las puntas de pruebas o terminales.

El llenado de la celda se efectúa levantando la cubierta y llenándola con aceite hasta 20mm del borde exterior. Hecho esto se cubre de nuevo con la tapa, asegurándose que quede ajustada apropiadamente. La celda debe estar sobre una base nivelada, de tal forma que la superficie del aceite quede también nivelada.

3.1.3.3.4. Resultados de la prueba

Al haber realizado la prueba de factor de potencia al aceite dieléctrico se obtuvo un factor de potencia de 0.5% a 20°C que se considera como satisfactorio basándose en la norma ASTM D-924-82 que establece que el 0.5% es un factor de potencia aceptable.

3.1.3.3.5. Interpretación de los resultados

Un aceite con un factor de potencia de 0.5% tomado a una temperatura de 20°C se considera como satisfactorio para operación.

Un aceite con un valor de factor de potencia mayor de 0.6% a 20°C debe ser considerado como riesgos, la confiabilidad para operar en estas condiciones sería muy crítica, por lo que deberá ser investigado y complementado su análisis con pruebas fisico-químicas para determinar el estado del aceite.

3.1.4. Prueba de corrientes de excitación

Las pruebas de corrientes de excitación en transformadores de potencia son hechas para detectar y localizar fallas como por ejemplo la existencia de espiras cortocircuitadas en devanados. Este tipo de falla es usualmente el resultado de un aislamiento deteriorado entre espiras donde un arco eléctrico de un sobre voltaje transitorio carboniza el aceite y el aislamiento sólido para formar un paso de alta resistencia.

3.1.4.1. Consideraciones de prueba para la medición

- Todas las cagas deben ser desconectadas y el transformador aislado completamente de la línea de alimentación. Deberán quitarse los cables de alimentación de los bujes de lado de alta y baja tensión.

- Las pruebas de rutina pueden ser hechas solamente en el lado de alta tensión. Defectos en el devanado de baja tensión serán detectados y la corriente de carga requerida será reducida.
- Los terminales de los devanados aterrizados normalmente en servicio deben ser aterrizados durante la realización de la prueba, excepto para el devanado en el que se esta haciendo la prueba.
- Deben tener cuidado con los terminales de los otros devanados porque el voltaje será incluido en ellos durante una prueba.
- Los cambiadores de tapas bajo carga deberán colocarse en la máxima posición o en la menor para pruebas de rutina.
- Los voltajes de prueba no deben exceder el voltaje de línea a línea para devanados conectados en delta; para devanados conectados en estrella no se debe exceder el voltaje de línea a neutro.
- Los voltajes de prueba deben ser los mismos para cada fase debido al comportamiento no línea de la corriente de excitación a voltajes menores. Esto es de ayuda si los resultados son comparados entre fases o entre unidades similares.
- La medición de corrientes deben ser realizadas al mayor voltaje posible del equipo de prueba, pero nunca sobre pasar el rango del voltaje del devanado.

3.1.4.2. Procedimiento de prueba de corrientes de excitación

3.1.4.2.1. Método UST para la medición de corrientes de excitación en el devanado conectado en delta

El procedimiento para la realización de medición de corrientes de excitación en devanados conectados en delta se ilustra en la figura XX y se describe en la siguiente tabla:

Tabla VII. Procedimiento para la medición de corrientes de excitación en devanado conectado en delta

No. De prueba	Modo de prueba	Energizar	UST	Aterrizar*	Dejar Flotando	Se mide Iexc.
1	UST	H1	H2	H3	X1, X2, X1	H1-H2
2	UST	H2	H3	H1	X1, X2, X2	H2-H3
3	UST	H3	H1	H2	X1, X2, X3	H3-H1

Fuente: Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 25

* Los terminales del devanado de X (baja tensión) normalmente aterrizados deben ser aterrizados.

3.1.4.2.2. Método de corrientes de excitación para devanados conectados en estrella

El procedimiento para la realización de medición de corrientes de excitación en el devanado conectado en estrella se muestra en la figura siguiente y se describe en la tabla que se muestra a continuación:

Tabla VIII. Conexión para devanado conectado en estrella para su medición

No. De prueba	Modo de prueba	Energizar	UST	Aterrizar*	Dejar Flotando	Se mide Iexc.
1	UST	H1	H0	-	X1, X2, X1	H1-H0
2	UST	H2	H0	-	X1, X2, X2	H2-H0
3	UST	H3	H0	-	X1, X2, X3	H3-H0

Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA**, pág. 34

* Si el devanado de bajo voltaje está conectado en estrella, X0 debe ser aterrizado

Un método alternativo usado para verificar resultados anormales es conectar el cable de alto voltaje en H0 y rotar el cable de bajo voltaje en los otros terminales, esto es, realizar la prueba en forma inversa al procedimiento descrito en el cuadro de arriba.

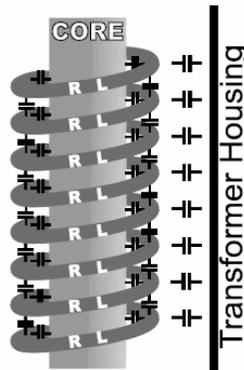
3.1.4.3. Análisis de los resultados

El patrón general observado es tener corrientes similares en dos fases y una corriente notablemente menor en la tercera fase. La corriente menor es registrada para la fase que se encuentra devanada en el brazo central del núcleo y es atribuido a la baja reluctancia del circuito magnético de la fase central.

3.1.5. Barrido de frecuencia

Los transformadores representan circuitos eléctricos con elementos inductivos y capacitivos tanto entre devanados como entre espiras de un mismo devanado como entre los devanados y el tanque mismo en que se introduce el núcleo con sus devanados tal como se muestra en la figura siguiente:

Figura 2. Efectos inductivos, resistivos y capacitivos de un transformador

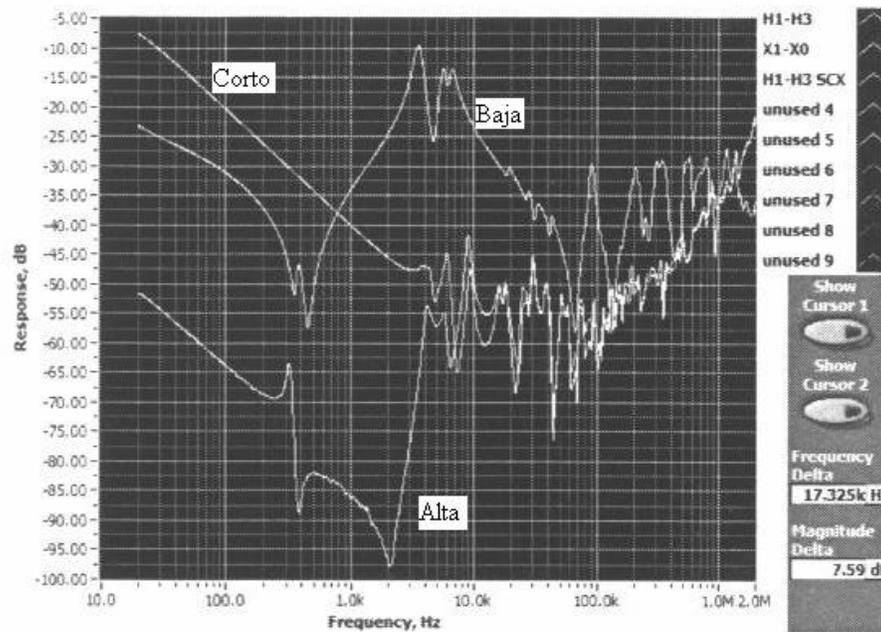


La presencia de estos elementos provoca que existan un gran número de frecuencias de resonancia para el transformador en su conjunto. Con esta prueba es posible medir la geometría de los devanados logrando detectar cualquier movimiento o deformación ocasionada por los esfuerzos radiales y axiales al momento de ocurrir fallas o cambios bruscos de carga a su vez, además esta prueba permite detectar cortocircuitos entre espiras circuitos abiertos, movimientos en el núcleo, falsos contactos en los empalmes, entre otras.

3.1.5.1. Procedimiento de prueba de barrido de frecuencia

Esta prueba aprovecha la conformación del transformador e inyecta una señal de baja amplitud pero con un barrido de frecuencia que va de los 20Hz hasta los 2Mhz y para cada punto inyectado se mide la impedancia y se identifica el comportamiento de la misma ante tales frecuencias. La siguiente figura muestra la respuesta de frecuencia:

Figura 3. Respuesta de frecuencia en los devanados



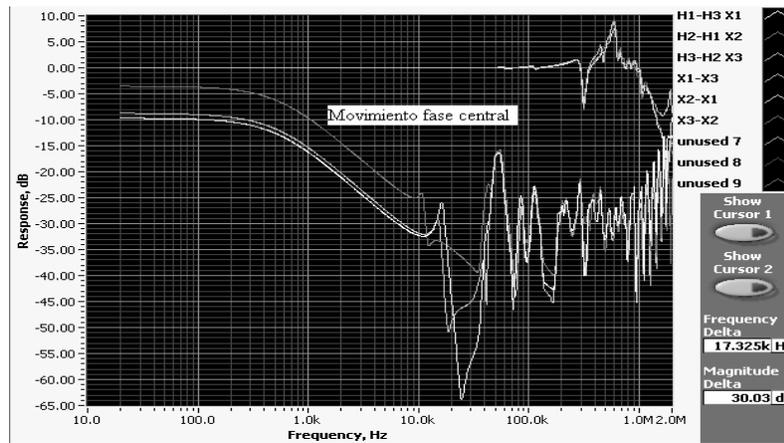
Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA**, pág. 45

La figura anterior muestra la respuesta de los devanados de una fase en las pruebas del lado de alto voltaje y de bajo voltaje alimentando el lado de alta. Lo anterior es una respuesta de una conexión Delta-Estrella.

3.1.5.2. Resultados obtenidos en la prueba

La figura siguiente muestra la respuesta de un transformador de potencia antes de su revisión en el cual se detecto un corto circuito en una fase del lado secundario:

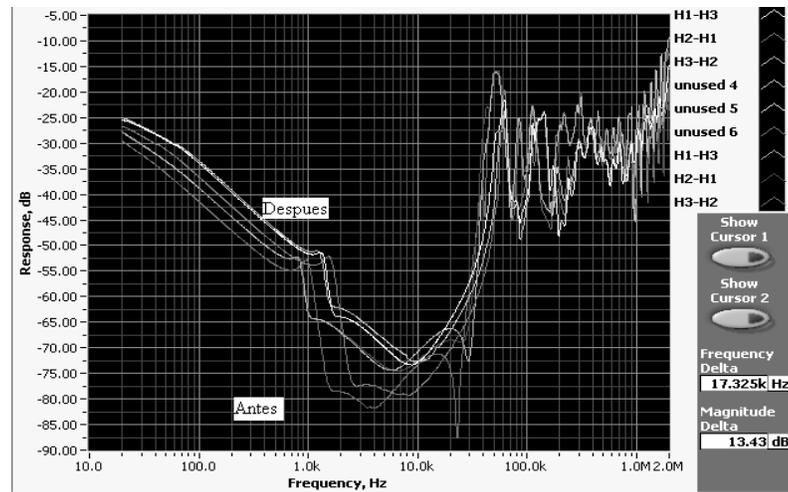
Figura 4. Respuesta de transformador con falla



Fuente: Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 46

La siguiente imagen muestra los resultados obtenidos después de la revisión y la corrección del problema:

Figura 5. Respuesta de transformador antes y después de la reparación



Fuente: Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 48

3.1.6. Prueba de factor de potencia al aislamiento

Esta prueba de aislamiento es un medio efectivo para detectar humedad, sequedad o deterioro en el aislamiento del transformador. Una de las ventajas de esta prueba es la detección de presencia de un aislamiento malo aunque existan capas de buen aislamiento en serie con algún aislamiento malo; las pruebas con corriente directa usualmente muestran una indicación de alta resistencia de aislamiento bajo esta condición.

3.1.6.1. Consideraciones para medición de factor de potencia

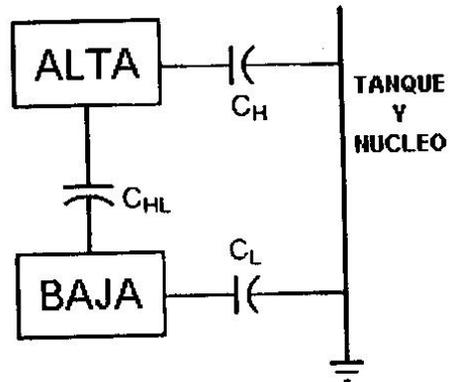
Cuando se van a realizar pruebas de factor de potencia de aislamiento en transformadores, las siguientes condiciones deben de cumplirse:

- El transformador deberá estar desenergizado y completamente aislado del sistema de potencia.
- La cuba del transformador debe estar aterrizada correctamente
- Todos los terminales de cada devanado (primario y secundario) incluyendo neutros, deberán conectarse entre sí. El objetivo de este procedimiento es cortocircuitar cada devanado para eliminar algún defecto de inductancia del devanado sobre las mediciones del aislamiento. Todo neutro aterrizado normalmente en operación debe ser desaterrizado.
- Si la unidad está equipada con algún cambiador de taps bajo carga éste debe ser puesto en alguna posición fuera de la posición neutral.

3.1.6.2. Procedimiento de prueba de factor de potencia

El procedimiento de prueba estándar para transformadores de dos devanados está esquematizado en la figura siguiente donde se muestra el circuito dieléctrico de un transformador de dos devanados:

Figura 6. Diagrama de conexión para prueba de factor de potencia



Donde:

- **CH:** Es la capacitancia que representa el aislamiento entre los conductores de alta tensión y partes aterrizadas (tanque y núcleo magnético) incluyendo bushing de alta, aislamiento del devanado, elementos estructurales y aceite.
- **CL:** Es la capacitancia que representa el aislamiento entre los conductores de baja tensión y partes aterrizadas (tanque y núcleo magnético) incluyendo bushing de baja, aislamiento del devanado, elementos estructurales y aceite.
- **CHL:** Es la capacitancia que representa el aislamiento entre los devanados de alta y baja tensión (barreras aislantes y aceite).

El procedimiento para la medición de CH, CL y CHL para un transformador de dos devanados se muestra en la siguiente tabla:

Tabla IX. Procedimiento de prueba para transformadores de dos devanados

Prueba No.	Modo de prueba	Energizar lado	Aterrizar lado	Guardar lado	UST	Se mide
1	GST	ALTA	BAJA	-	-	CH + CHL
2	GST	ALTA	-	BAJA	-	CH + CHL
3	GST	BAJA	ALTA	-	-	CL+CHL
4	GST	BAJA	-	ALTA	-	CL+CHL
5	GST	ALTA	-	-	BAJA	CHL
6	GST	BAJA	-	-	BAJA	CHL

Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA**, pág. 50

Prueba de comprobación para obtener CHL:

Calculando resultados: Prueba No.1 menos prueba No.2

Prueba No.3 menos prueba No.4

Las pruebas 1, 2, 3 y 4 son realizados en el modo de prueba GST debido a que el objetivo es hacer mediciones de factor de potencia del aislamiento de los devanados de alta y baja tensión con respecto a tierra (energizado en un devanado y aterrizado el otro).

Para las pruebas 5 y 6, el objetivo es hacer la medición de factor de potencia para el aislamiento entre devanados por lo que es necesario energizar un devanado y conectado el cable de retorno en el otro devanado sin que se registren mediciones a tierra (Modo UST).

La corriente y vatios registrados para la prueba 1 deben ser mayores en magnitud que los de la prueba 2; los valores de la prueba 3 deben ser mayores que los de la prueba 4. Si esto no es el caso deben de ser revisadas las conexiones y repetirse la prueba. Los factores de potencia son calculados de una manera normal para CH, CL Y CHL (pruebas 2, 4, 5 y 6). Los Valores calculados deben ser corregidos por temperatura usando los multiplicadores apropiados de tablas para corrección por temperatura.

3.1.6.3. Resultados de la prueba de factor de potencia en los devanados

Tabla X. Resultados de prueba de factor de potencia a devanados

#	Insul.	kV	mA	Watts	%Pwr Factor			
					meas	Corr	Corr	C(pf)
1	CH + CHL	10	21.210	2.903			0.570	5627
2	CH	10	7.351	0.856	1.160	0.400	0.570	1919
3	CHL (UST)	10	13.860	2.040	1.470	0.430	0.570	3676
4	CHL		13.859	2.047	1.480	0.460	0.570	3678
5	CL + CHL	10	26.290	4.127			0.570	6975
6	CL	10	12.430	2.088	1.680	0.400	0.570	3297
7	CHL (UST)	10	13.860	2.033	1.470	0.480	0.570	3676

Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA**, pág. 50

Tabla XI. Detalle de resultados de prueba de factor de potencia

IWC DETAIL						
	mA		Watts		pF	
LINE	meter	mult	meter	mult	meter	Mult
1	21.21/21.21	1/1.	2.903/2.903	1/1.	5627/5627	1/1.
2	7.351/7.351	1/1.	0.856/0.856	1/1.	1949/1949	1/1.
3	13.860/13.860	1/1.	2.04/2.04	1/1.	3676/3676	1/1.
5	26.290/26.290	1/1.	4.127/4.127	1/1.	6975/6975	1/1.
6	12.43/12.43	1/1.	2.088/2.088	1/1.	3297/3297	1/1.
7	13.860/13.860	1/1.	2.033/2.033	1/1.	3676/3676	1/1.

Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 55**

3.1.6.4. Interpretación de los resultados de la prueba

Al haber realizado la prueba a los devanados del transformador se puede observar en la columna 5 los resultados del factor de potencia para el aislamiento del devanado de alta tensión (CH), el factor de potencia entre devanados (CHL) y el factor de potencia del aislamiento del devanado de baja tensión (CL). Se utilizó un factor de corrección = 0.57 para una temperatura del aparato de 45°C.

Puede concluirse que los valores de factor de potencia de aislamiento medidos en los devanados de alta y baja tensión con respecto a tierra y entre devanados, están dentro de los límites esperados (debe ser menor a 0.5%) los cuales refleja que el sistema de aislamiento en general esta en un nivel aceptable.

4. PREPARACIÓN DE TRANSFORMADOR PARA REPARACIÓN

4.1. Descripción de los preparativos para la reparación del transformador

- Al momento de iniciar la reparación como primer paso se debe desenergizar el transformador.
- Se procede luego a la desconexión de los seccionadores.
- Vaciado del aceite dieléctrico del tanque auxiliar y del tanque auxiliar.
- Presurización del transformador con nitrógeno para evitar contaminación de las partes internas.

4.2. Tipo de grúa para el traslado de transformador

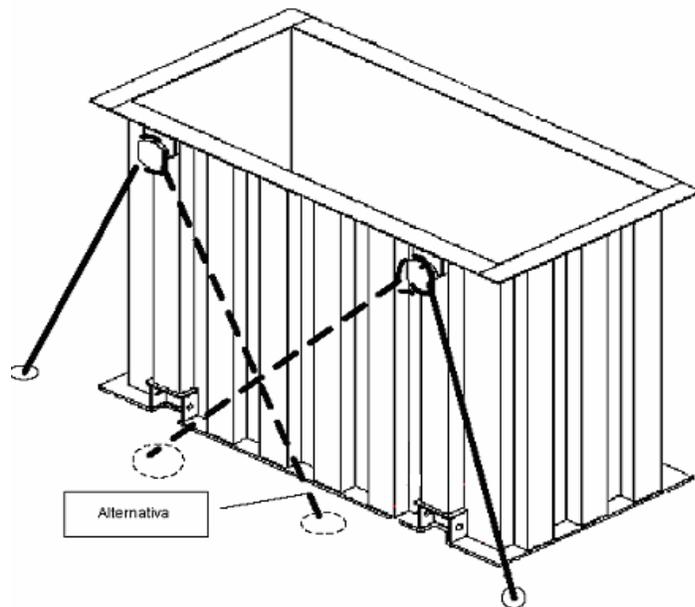
Se debe utilizar una grúa con una capacidad de carga de 10 toneladas y con una longitud de travesaño de aproximadamente 10 metros. Un conductor calificado debe ser el encargado de maniobrar la grúa. Si es posible antes de levantar el transformador colgar una carga con un peso similar para verificar que la grúa opere correctamente.

4.3. Transporte y arribo al lugar de reparación

Al momento de trasladar el transformador al sitio donde se llevará a cabo la reparación se debe tener en cuenta las siguientes precauciones a fin de evitar daños en la estructura al momento del traslado:

- Seleccionar como medio de transporte un “tráiler” que tenga una plataforma baja y larga, el transformador se debe sujetar como en lo muestra la figura siguiente:

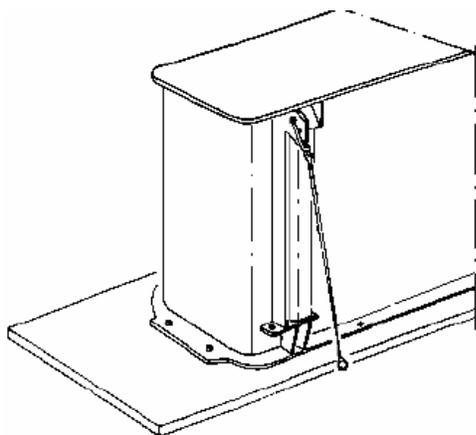
Figura 7. Forma de sujeción a la plataforma de transporte



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 60**

- Antes de iniciar el traslado se hace un reconocimiento del camino que recorrerá para prevenir obstáculos, inclinaciones, baches, etc.
- El transformador se coloca al centro de la plataforma como lo muestra la figura:

Figura 8. Ubicación de transformador en plataforma



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA**, pág. 62

- Revisar el estado en el que se encuentra los ganchos de amarre de la plataforma para corroborar que se encuentran en buen estado.
- Si se va a trasladar el tanque de expansión este debe quedar al lado de la cabina
- Para cada esquina realizar como mínimo dos amarres en los ganchos.
- Utilizar cable de acero o cadenas debidamente tensionadas. No se debe utilizar cualquier tipo de material que tenga elongación. Cada cable debe tener como mínimo una resistencia de 15 toneladas.
- En el traslado se debe evitar inclinaciones mayores de 25° en sentido longitudinal y 30° en sentido transversal.

4.4. Preparación de bodega para reparación de transformador

La bodega en la cual se llevara a cabo la reparación debe de cumplir con requerimientos que se detalla a continuación para garantizar que no vaya a afectar de forma directa o indirecta la reparación:

- Evitar que corrientes de aire circulen por el lugar donde se llevara a cabo la reparación
- Si es posible se debe presurizar el lugar
- Colocar aserrín o algún cobertor para proteger el suelo del derrame de aceite dieléctrico
- Cubrir el transformador con nylon mientras no se este trabajando en el para evitar contaminación de polvo o algún tipo de suciedad.

4.5. Procedimiento de extracción del núcleo

4.5.1. Identificación y marcación de piezas desmontables

Marcar con pintura los puntos coincidentes de todas las piezas de unión como: tapas, bridas, accesorios y otros mecanismos. Ubicar por separado la tornillería de registros, accesorios, placas de sujeción interna y mecanismo del cambiador de derivación, identificar con etiquetas cada parte retirada. Retirar así mismo las conexiones internas de boquillas de alta y baja tensión.

Tomar fotografías donde se muestren a detalle desde el desensamble hasta el armado del transformador, con las características particulares y sus peculiaridades más esenciales, estas se integran al expediente.

Elaboración de diagramas y esquemas de conjunto núcleo-bobina que facilitan el proceso de desensamble y ensamble del conjunto núcleo-bobina.

4.6. Enganche de núcleo a grúa para su extracción

Al momento de enganchar se deben utilizar los ganchos que trae el transformador y no enganchar de otro punto para evitar daño en la estructura. Se debe distribuir el peso en cada lado para que no se deforme al momento de elevarse con la grúa

Si por el espacio del lugar impide el movimiento de la grúa podrá moverse utilizando patines o sobre rodillos, nunca se debe levantar o mover el núcleo colocando palancas.

5. PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE FALLA

5.1. Evaluación del estado de las bobinas del transformador

Revisar y lavar cuidadosamente con aceite dieléctrico las bobinas de alta y baja tensión, con el propósito de retirar impurezas de carbón y humedad impregnada.

Colocar la bobina del transformador en una base firme, se revisa cuidadosamente para definir si ha sufrido algún daño y si presenta algún tipo de deterioro.

5.2. Evaluación del estado físico de pines de lado de 13.8KV

Los pines de lado de baja tensión al sufrir una falla por arco eléctrico sufren daños físicos por lo cual se deben de revisar para evaluar el estado y si es necesario proceder al cambio.

5.2.1. Proceso de desconexión de pines del lado de baja tensión

Para la desconexión de los pines se lleva acabo el proceso térmico hasta llegar al punto de fusión de las soldaduras de plata para lograr la desconexión.

5.2.2. Instalación de nuevos pines de lado de baja tensión

Para la instalación de los nuevos pines de 13.8KV se aplica calor por medio de una llama de una boquilla de acetileno y por método de soldadura capilar se funden las varillas de acero de alta pureza.

Figura 9. Instalación de nuevo pines en el lado de baja tensión



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 35**

5.3. Evaluación del estado físico del aislante sólido de las barras de 13.8KV

Al sufrir un transformador una falla por arco eléctrico este genera un incremento de temperatura a tal grado que puede dañar el aislante sólido que recubre la barra de cobre de cada fase. En la siguiente imagen se muestra los daños que puede sufrir en este caso el papel kraft que se utiliza como material aislante

Figura 10. Daño en aislante sólido (papel kraft)



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 35**

5.3.1. Revisión de aislante sólido en las tres fases y neutro de lado secundario

Por seguridad se deben revisar cada barra y la de neutro para corroborar que el papel kraft no haya sufrido daños, se debe de tomar en cuenta que en ciertas ocasiones puede ocurrir que el daño no se observe a simple vista ya que el daño se produce de adentro hacia afuera. Pudiéndose observar que el papel kraft se encuentre en buen estado en la superficie pero tenga daños en la parte interna.

5.3.2. Ubicación de áreas dañadas en el aislante sólido (papel kraft)

Para poder detectar el área en la cual el papel kraft sufrió deterioros si no es posible ubicar a simple vista se debe de cortar una pequeña área del papel para ver las capas internas del papel aislante para visualizar los daños sufridos. El papel kraft al estar en un nivel alto de temperatura este tiende a la rotura de sus capas, pierde sus propiedades mecánicas y causa corrosión al cobre de las barras.

5.3.3. Remoción de papel aislante dañado

Al momento de remover el papel dañado se debe de tomar nota del número de capas de papel aislante que recubren las barras, esto es lo que depende el nivel de rigidez dieléctrica del aislante sólido que en este caso es el papel kraft.

Figura 11. Papel kraft utilizado como aislante sólido en las barras de baja tensión



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 36**

5.3.4. Identificación de tipo y características dieléctricas del papel

En la siguiente tabla se muestra las especificaciones del aislante sólido (papel kraft) para un transformador de 5MVA de 69/13.8KV:

Tabla XII. Características dieléctricas del papel kraft

Índice		Unidad	Valor			
Espesor tolerancia		%	+/-10			
Tensión		g/cm ³	1.1-1.25			
Espesor		mm	≥ 0.1, <0.15	≥ 0.15, <0.2	≥ 0.2, <0.25	0.3 >0.3, ≤0.5
Resistencia a la tracción	MD		70	80	90	90 90
	MD	N/mm ²	35	35	35	35 35
	MD-Después de la flexión		60	65	70	65 /
Espesor		mm	0.1 - 0.15 (in the air)	0.2 -0.4 (in the air)	0.5 (in the oil)	
Rigidez dieléctrica	no flexión		12		11	35
	Después de la flexión	kV/mm	8		8	/
Cenizas		%	≤1.0			
PH valor de la extracción de agua			6.0 - 9.0			
Conductividad de la extracción de agua		ms/m	≤10			
Humedad		%	6.0 - 10			

Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 45**

5.3.5. Limpieza de barras de cobre de baja tensión

Cuando ya se ha removido todo el papel kraft que recubre la barra se procede a eliminar todos los restos de papel kraft que están impregnados sobre la barra hasta que alcanza su color natural.

En la siguiente imagen se muestra los restos de papel kraft que quedan sobre el cobre provocados por el calentamiento que fue producido por el arco eléctrico.

Figura 12. Restos de papel kraft impregnados en el cobre



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 62**

5.3.6. Instalación de aislante nuevo

Cuando se procede a recubrir a la barra de cobre con el nuevo papel kraft se debe tener en cuenta el número de capas que tuvo el antiguo aislador, se aplica de manera uniforme y que vaya traslapando cubriendo la mitad del ancho de la vuelta anterior.

Cada capa que se aplica de papel kraft tiene una rigidez dieléctrica de 8 KV/mm, se aplica un total de 60mm al estar sumergido en aceite se incrementa su rigidez dieléctrica. El espacio que existe entre la barra y la cuba es de 5cm, que la rigidez de dicha distancia viene dado por la relación 30KV/cm. El valor total de la rigidez dieléctrica debe ser mayor o igual al BIL.

Figura 13. Aplicación de papel kraft en la barra de cobre



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 65**

5.3.7. Aplicación de cinta de castilla sobre el aislante sólido (papel kraft)

La cinta de castilla se coloca como recubrimiento en toda la barra de baja tensión, esta por sus características de fabricación con un 100% de algodón aumenta la resistencia mecánica para dar mayor protección a la barra de cobre.

Figura 14. Barra de cobre con una cubierta de cinta de castilla



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 65**

5.4. Evaluación de horquilla

Inspeccionar que la horquilla que se utiliza para separar la barra de neutro con la barra de una fase de baja tensión no haya cambiado de su posición original al momento de la reparación, si es posible se puede cambiar la horquilla para dar una mayor distancia dieléctrica.

En la siguiente figura se muestra una nueva horquilla que se instaló a un transformador de 5MVA ya que al momento de hacer una inspección visual se detectó que estaba muy cercana la barra de neutro con una barra.

Figura 15. Instalación de horquilla nueva



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 65**

5.5. Evaluación física de bobinas del transformador

Al momento de tener el núcleo fuera de la cuba se debe hacer una inspección visual para detectar si por la falla de arco eléctrico u otras anomalías que haya tenido el transformador las bobinas tengan algún daño esto se puede detectar si se encuentra algún tipo de desgaste, deterioro del aislamiento o quemaduras de papel.

En la siguiente imagen se muestra las bobinas del transformador de 5MVA el cual no se detecta ningún tipo de daño en el núcleo.

Figura 16. Bobinas de transformador de 5MVA 69/13.8KV



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 65**

5.6. Lavado de partes activas con aceite dieléctrico

Cuando se ha concluido la reparación de las partes dañadas del transformador se procede a la limpieza de las bobinas para eliminar las impurezas que se han adherido en el aislamiento durante el tiempo que estuvo fuera de la cuba el núcleo.

Figura 17. Limpieza de bobinas con aceite dieléctrico



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 68**

5.7. Limpieza de cuba y tanque de compensación

Se debe inspeccionar si en la cuba o el tanque de compensación existe algún tipo de residuo de aislante sólido (papel kraft), ceniza o alguna suciedad se deben limpiar antes de colocar de nuevo el núcleo del transformador a la cuba.

Figura 18. Limpieza de paredes y fondo de cuba



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 68**

5.8. Reemplazo de empaque principal de cuba

Para garantizar un completo hermetismo entre la tapadera y la cuba del transformador se coloca un empaque de tipo neopreno el cual se hace de un solo corte para evitar fugas de aceite.

Figura 19. Instalación de nuevo empaque con material nitrilo-neopreno



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 68**

5.8.1. Material Nitrilo-Neopreno

Este material es un químico artificial que se utiliza en sustitución del caucho. Su fórmula química posee características similares a la del caucho natural. Una de las ventajas de este material es que posee mayor resistencia a los rayos del sol, aceites, grasas. Sus propiedades lo hacen útil como aislante en transformadores.

5.9. Colocación de núcleo en la cuba del transformador

Al momento de haber finalizado las reparaciones descritas anteriormente se procede a colocar el núcleo de nuevo a la cuba. Se debe revisar que no exista ningún resto de algún material dentro de la cuba, que en el núcleo no exista restos de materiales empleados para la reparación, etc.

Figura 20. Colocación de núcleo ya reparado en su cuba



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 69**

5.10. Traslado de transformador a la subestación

Concluido las reparaciones y haber colocado el núcleo en la cuba se procede a colocar los tornillos y se inspecciona que todas las marcas que se colocaron en el momento de la extracción coincidan para asegurar que este en su posición original, para después proceder con el traslado a la subestación en la cual se realizaran las preparaciones para la instalación.

Figura 21. Traslado de transformador hacia la subestación



Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA, pág. 50**

6. PREPARACIÓN DE TRANSFORMADOR PARA ENERGIZAR

6.1. Secado del núcleo y partes activas

Los materiales con los que se elaboran los aislantes sólidos (papel, madera, algodón) y por ello tienen la propiedad de absorber humedad muy fácilmente.

6.1.1. Proceso de alto vacío

Eliminar de manera eficiente la humedad del aislamiento de papel es un proceso más importante antes de colocar el aceite dieléctrico al transformador. Un buen secado del material aislante es esencial para satisfacer los requisitos dieléctricos y garantizar un funcionamiento libre de problemas.

6.1.2. Equipo para realizar proceso

Para iniciar el proceso de alto vacío se recomienda utilizar una unidad de vacío con las siguientes características:

- Capacidad de 1500 litros/hora
- Bomba de vacío con capacidad de 800m³/hora
- Capacidad de temperatura hasta 110°C
- Control de humedad en tiempo real en PPM

6.1.3. Tratamiento de vacío

El procedimiento que se lleva a cabo se describe a continuación:

- Expulsar el aire del transformador durante mas de 12 horas mediante una bomba de vacío y se comprueba si el grado dentro del transformador es menor a 3mm Hg mediante un vacuómetro.
- Después de haber confirmado el grado de vacío, detenga temporalmente la bomba de vacío y efectué la prueba con el vacuómetro nuevamente.
- El criterio de la prueba es por medio del grado de vacío y el incremento de esta a los 15 minutos después de la parada se describe en la siguiente tabla. Si el resultado de la prueba de parada es satisfactorio, se procede con el llenado del aceite.

Tabla XIII. Criterio de aprobación de grado de vacío

Tensión de régimen del transformador	Incremento del grado de vacío
Menos de 110 kv	Menos de 0.03 mm Hg
Más de 110 kv	Menos de 1.5 mm Hg
Más de 220 kv	Menos de 1.0 mm Hg

Fuente: **Reporte de pruebas a transformadores, TAMSA**, pág. 44

6.2. Llenado de aceite dieléctrico

Después que se haya efectuado el tratamiento de vacío descrito anteriormente en el transformador, se mantiene el vacío durante una hora. Luego se procede a la apertura de la válvula de drenaje de aceite y se inicia el bombeo de aceite desgasificado dentro del tanque.

El aceite aislante debe de pasar a través del filtro prensa de aceite y del pre acondicionador del aceite al vacío. Con el objetivo de hacer más ágil el llenado de aceite, se recomienda colocar todo el aceite en un solo depósito.

La capacidad adecuada del tanque de aceite es aproximadamente 20% de la cantidad total del aceite del transformador, cuando el voltaje promedio del transformador es menor a 69kV.

Si se filtra aire al tanque de aceite se debe colocar un recipiente con gel de silicio en el lugar donde pase el aire, con el objeto de prevenir la entrada de aire húmedo.

Durante el llenado de aceite se continúa con la operación de la bomba de vacío. Cuando el grado de vacío sea superior a 3mm Hg suspender el llenado de aceite aislante y dejar operando solamente la bomba de vacío hasta lograr el nivel de vacío requerido.

Después de llenar el transformador con aceite aislante se acoplará el respiradero deshidratante. Expulsar el aire retenido en las diversas partes aflojando los tapones de purga de aire. Si es necesario cambiar empaquetaduras de los tapones de purga.

6.3. Instrucciones generales para la energización del transformador

Seguir las siguientes normas de seguridad es de suma importancia al momento de energizar el transformador para garantizar la protección y seguridad del personal y del transformador.

6.3.1. Normas de seguridad

El tanque del transformador debe de ser conectado en todo momento a tierra. Todos los devanados y bujes deben ser conectados a tierra, exceptuando cuando se estén haciendo pruebas.

Antes de quitar cualquier tapa es necesario estar seguro de que no existe presión en el tanque, lo cual se hace abriendo lentamente la válvula en la parte superior del tanque por encima del nivel del aceite.

6.3.2. Precauciones al energizar el transformador

Al haber finalizado las inspecciones necesarias y pruebas preliminares el transformador se encuentra listo para entrar en servicio. Se deben seguir las siguientes indicaciones:

- Colocar la posición de tomas del conmutador conforme la tensión de la línea.
- Aplicar tensión al transformador sin carga.
- Monitorear el transformador durante 24 horas aproximadamente y revisar que este operando en condiciones normales.
- Después de haber transcurrido 24 horas operando sin carga se procede a conectarlo bajo carga y monitorearlo durante 1 hora.
- Una vez instalado en la subestación y energizado debe realizarse un programa de inspección para tener un control del comportamiento del transformador ya en servicio

6.4. Monitoreo de transformador puesto en servicio

Cuando ya se energizó el transformador se le debe dar un seguimiento para monitorear si el transformador no presenta algún tipo de anomalía y tener siempre documentadas las pruebas que se le han hecho al transformador antes de energizarlo. Al haber transcurrido un tiempo de aproximadamente tres meses energizado se realizan nuevamente las pruebas de rutina para comparar con las que se realizaron antes de energizarlo y hacer una comparación para corroborar que el transformador se reparó correctamente.

Las siguientes pruebas son las principales que se deben realizar y comparar para poder detectar alguna anomalía:

- Análisis físico-químico del aceite
- Cromatografía de gases disueltos en el aceite
- Análisis de contenido PCB's
- Prueba de relación de vueltas (TTR)
- Pruebas de resistencia de aislamiento (Megger)
- Pruebas de factor de potencia a los devanados
- Prueba de resistencia óhmica

CONCLUSIONES

1. Los transformadores son uno de los elementos fundamentales en un sistema eléctrico, lo cual al momento de salir de servicio causado por alguna falla hace que el sistema se desestabilice.
2. Los historiales de pruebas realizadas a los transformadores son de suma importancia al momento que ocurra alguna falla y se deba diagnosticar y ubicar en que área del transformador se originó.
3. En los transformadores de potencia existen dos tipos de aislamiento que son los líquidos y los sólidos. Los de tipo sólido están formados por papel Kraft y papel crepé. Los aislantes líquidos se constituyen en aceite mineral dieléctrico, askareles y gas SF₆.
4. Los transformadores de potencia poseen un aislamiento que consta de aceite dieléctrico, cartón comprimido y papel. El resultado de esta combinación de dichos elementos proporcionan propiedades dieléctricas superiores a cualquier elemento aislante de los que se mencionaron previamente de forma individual.
5. La función principal de los aislamientos sólidos es crear una barrera cuya función es soportar la diferencia de potencial a la que están sometidas las partes internas del transformador.

6. Cuando se incrementa los valores de temperatura a niveles mayores de 110°C en operación, los materiales aislantes se resecan y carbonizan provocando quebradizos y una disminución de la resistencia mecánica.
7. Los aislamientos sólidos además de hacer la función de asilar las espiras entre sí y las fases una de otra, proporcionan cualidades mecánicas para soportar esfuerzos mecánicos, eléctricos y térmicos a los cuales son sometidos los devanados al momento de presentarse un corto circuito.
8. Al someter un aceite al proceso de regeneración, puede obtenerse al final del proceso un aceite con características dieléctricas, físicas y químicas superiores o iguales a las de los aceites nuevos.
9. Las pruebas básicas que deben ser practicadas a los transformadores de potencia son: resistencia de aislamiento, relación de vueltas, rigidez dieléctrica, tensión interfacial, acidez, color y factor de potencia al aceite.
10. Al utilizar el secado con alto vacío se logran resultados positivos en períodos largos, los cuales se pueden acortar considerablemente si se eleva la temperatura del interior del transformador.

RECOMENDACIONES

1. Los encargados de mantenimiento de la sub-estación deben tener el cuidado de llevar los registros de pruebas que se han efectuado al transformador para poder determinar cómo se ha comportado después de haber efectuado la reparación.
2. Cuando se inspecciona el núcleo del transformador no apoyarse ni pararse sobre los bobinados e hilos de conductores.
3. Al momento de realizar comparaciones de resultados en diferentes épocas, hacerlo bajo una misma temperatura.
4. Examinar el aislamiento externo de la bobina y los dispositivos sujetadores que están instalados en las bobinas, como por ejemplo cuñas y soportes.
5. Hacer una revisión de todos los transformadores de corriente para corroborar que estén instalados en su posición normal y que no presenten fallas los hilos conductores secundarios y terminales.
6. El transformador no deberá ser abierto cuando llueva, exista amenaza de lluvia o la humedad relativa del aire sea mayor al 80%

7. Cualquier abertura del transformador deberá sellarse inmediatamente después de los trabajos de reparación, el tiempo transcurrido durante el cual ha introducido el aire atmosférico debe considerarse como tiempo de exposición a la intemperie debido a que el núcleo y las bobinas absorben humedad durante este período.

8. Los empaques de caucho deben examinarse para decidir si están en condiciones de continuar utilizando o se debe reemplazar, esto se hace revisando si no presentan roturas ni alargamientos, presencia de alargamiento parcial pero no existen hendiduras a lo ancho, solamente está presente la marca de la ranura correspondiente a la empaquetadura.

9. Limpiar la suciedad y aceite de los empaques y de las superficies donde se colocan utilizando un trapo remojado en alcohol, los empaques se deben instalar cuando el alcohol se haya secado.

10. Antes de realizar pruebas de factor de potencia o de megger de aislamiento limpiar los aisladores de cualquier tipo de impurezas o contaminantes que puedan influir en los resultados de la medición.

11. Si se introduce aceite al transformador hacerlo por la parte inferior para no lastimar los aislamientos a base de celulosas.

BIBLIOGRAFÍA

1. ANSI-IEEE. **C-57 Distribution, Power and Regulation Transformers**. EEUU: Complete edition 1988. Norma C-57.12.00-1987, Norma C-57.106-1977, Norma C-57.94-1982.
2. ABB Asea Brown Boveri. **Transformer Handbook**. EEUU enero 2003.
3. Doble Engineering Company. **Transformer Maintenance and Test Guide**. USA
4. Enriquez Harper. **Transformadores y Motores Eléctricos**. Segunda edición. Guatemala. 1994.157 pp.
5. Pérez Amado, Víctor. **Pruebas a Equipo Eléctrico, Transformadores de Distribución y de Potencia**. México: Editorial Limusa, 1981 153pp.
6. Bedoya Barrios, José Guillermo. **Mantenimiento de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite**. Tesis Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, octubre de 1998.

7. Herrera Hidalgo, Edi Fernando. Pruebas de factor de potencia y medición de corrientes de excitación para la detección de daños en transformadores de potencia e instrumento. Trabajo de Graduación de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, junio de 2002.

8. Hernández Hernández, Adolfo René. Métodos de reparación de fallas típicas para transformadores de potencia categoría III. Trabajo de Gradación de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, mayo de 2002.

9. **Reporte de pruebas a transformadores**, TAMSA (Transformadores y Mantenimiento, S.A.)

APÉNDICE I
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA

- **Marca del transformador:** Siemens
- **Definición de potencia:** IEC 76
- **Relación nominal de transformación:** 69,000 V +/- 2 x 2.5% // 13,800V
- **Tensiones nominales:** AT: 69,000V BT: 13,800V
- **Intensidades nominales (posición nominal):** AT: 41.8 A BT: 209 A
- **Frecuencia nominal:** 60Hz
- **Grupo de conexión:** D yn5
- **Tensión de corto circuito a 75°C (posición normal):** 7%
- **Pérdidas en vacío:** 8kW
- **Temperatura ambiente máxima:** 40°C
- **Sobre-temperaturas admisibles aceite/devanado:** 60/65 K
- **Valores de ajuste:** Termómetro de aguja: 80°C alarma, 90°C desconexión.
- **Capacidad de carga del punto de estrella:** Lado de BT: 100% de la intensidad nominal.
- **Transformadores de intensidad:** Montado en 1U, 1V, 1W, Precisión: C400, Relación de transformación: 1200-100/5 A

APÉNDICE II

HERRAMIENTAS NECESARIAS PARA LA REPARACIÓN Y MONTAJE DEL TRANSFORMADOR

A continuación se listan las especificaciones y precauciones referentes a todas las herramientas y equipos a utilizar para la reparación y montaje del transformador de potencia:

- **Grúa:** es conveniente usar una grúa para movilizar al transformador desde la subestación a la plataforma en la cual se llevara hacia el lugar donde se realizará la extracción del núcleo y su reparación.
- **Tanque de aceite:** la superficie interna del tanque debe estar limpia y libre de polvo o suciedad. Debe garantizar un buen hermetismo y limpieza.
- **Prensa filtradora de aceite:** utilizar una prensa filtradora para transferir el aceite. Utilizar un filtro de papel nuevo y perfectamente seco ya que su función es la de eliminar las partículas o el polvo contenido en el aceite.
- **Purificador de aceite:** usar un purificador cuando se transfiere el aceite nuevamente al transformador, la función principal es la de eliminar el gas contenido en el aceite. También elimina el polvo y residuos. Hacer una prueba de circulación antes de llenar el transformador con el objetivo de eliminar el aceite residual que contiene internamente el purificador al iniciar el proceso.

- **Bomba al vacío:** cuando se transfiera el aceite al transformador y ya se ha concluido la reparación, es necesario establecer un vacío en el interior del transformador. Para ello se utiliza una bomba al vacío. Para establecer el vacío se requieren aproximadamente 12 horas para transformadores menores a 100KV y 16 horas para los transformadores con voltajes mayores a 110KV.

- **Cilindro de gas nitrógeno:** el cilindro de gas nitrógeno debe equiparse con una válvula reductora, un medidor y una manguera de goma.

APÉNDICE III

INSTRUMENTOS PARA LA MEDICIÓN Y PRUEBAS DE CAMPO

- **Probadores de aceite:** se usa para medir las características dieléctricas del aceite. En la Norma ANSI/IEEE C57.106-1991 especifica una extensa cantidad de pruebas, se requiere como mínimo que se disponga de un probador de rigidez dieléctrica y de un medidor de ppm de agua (humedad). Las etapas en las que se debe hacer la medición son las siguientes:
 - Seleccionar varios toneles del conjunto y realizar la medición.
 - Después de colocar el aceite en el tanque y antes de que se coloque en el transformador.
 - Cuando ya se ha colocado el aceite en el transformador tomar una muestra del fondo, comparar los resultados de la prueba con ASTM u otro equivalente.

- **Voltímetro:** se requiere un medidor de voltaje AC para las siguientes pruebas:
 - Prueba de polaridad.
 - Verificación del diagrama fasorial.
 - Prueba de secuencia del circuito de control.

AC 150/300 V - 1 juego

AC 30/75 V - 1 juego

- **Amperímetro:** se requiere un juego en cada uno de los siguientes amperímetros de precisión doble rango, para medir la corriente de excitación cuando se aplica en voltaje bajo a el transformador y para medir la corriente de los aparatos auxiliares del transformador como el ventilador enfriador, la bomba de aceite, etc., en caso de que se equipen con el transformador.

AC	20/100 A	-	1 juego
AC	10/50 A	-	1 juego

- **Aparato medidor de la resistencia de aislamiento (megger):** un aparato manual con un rango aproximadamente de 2,000V y 2,000 Mega ohmios para las mediciones.
- **Comprobador de relación de transformación (TTR):** este aparato se utiliza para comprobar la relación de transformación sin requerimientos de fuentes externas de alimentación o inducción de voltajes en los devanados. Con este equipo se puede comprobar la polaridad y dependiendo del tipo de equipo el grupo vectorial.
- **Indicador del vacío (Vacuómetro):** es necesario preparar el vacuómetro para la medición del grado de vacío durante la operación de la bomba de vacío. Debe usarse el vacuómetro capaz de medir hasta 10mmHg.

- **Indicador de presión:** para revisar cualquier fuga de aceite a presión después de montar el transformador, se necesita un indicador de presión. Es adecuado un indicador tipo Bourdon (indicador compuesto) con un rango de medición de 0 a 1.0 Kg/m².

- **Otros:** se debe preparar los instrumentos para realizar pruebas como las de factor de potencia de aislamiento o pérdida en el dieléctrico y capacitancias. Los valores de los resultados obtenidos deben ser conservados para determinar la humedad y envejecimiento de los aislamientos con el transcurso del tiempo.

APÉNDICE IV

CALIBRACIÓN Y PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia está protegido por un relevador de protección diferencial multifunción SIEMENS modelo 7UT7260 que desconecta el transformador de forma instantánea por cualquier corto circuito entre fases o tierra en su zona de protección; esta zona abarca desde los transformadores de corriente del lado de 69kV del transformador y los transformadores de corriente de entrada a las barras de distribución de 13.8kV.

El transformador está protegido por relevadores de sobre corriente SIEMENS 7SJ5005 que funcionan como protección del transformador al presentarse un corto circuito entre fases y como respaldo a los relevadores de protección de sobre-corriente de tierra. El arranque o corriente mínima de operación de estos relevadores es mayor que el de los relevadores de tierra debido a que este ajuste debe ser mayor a la corriente nominal del transformador, pues estos funcionan con base en la medición de las corrientes de fase.

Los relevadores de protección SIEMENS 7RC6415 se utilizan para proteger al transformador por cualquier falla a tierra y a las instalaciones de 13.8kV.

AJUSTES ENCONTRADOS EN LOS RELEVADORES DEL TRANFORMADOR DE POTENCIA

En las siguientes tablas se describen los ajustes en los relevadores antes de la falla que ocurrió por arco eléctrico:

Modelo de Relevador	7UT7260
Arranque	$0.3 I_n = 0.3 * 5A = 1.5A$
Relación de transformadores de corriente de lado de 69kV	100:5
Relación de transformadores de corriente de lado de 13.8kV	300:5

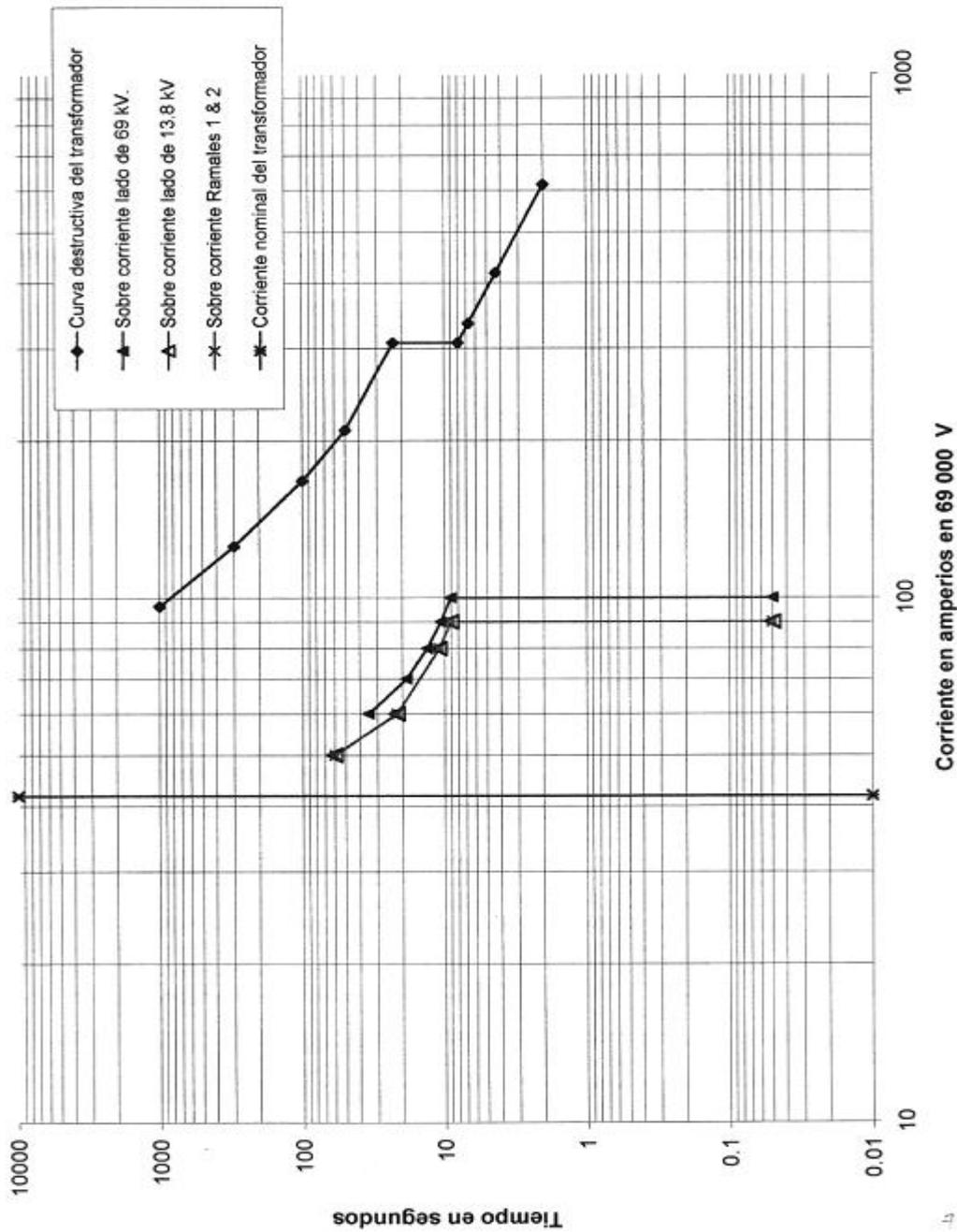
Modelo de Relevador	7SJ5005
Posición	Lado de 69kV
Curva de operación	IEC Normalmente Inversa
Arranque unidad inversa	$0.5 I_n = 0.5 * 5A = 2.5A$
Multiplicador de tiempo	0.9 Seg.
Arranque unidad de tiempo definido	0.05 Seg.
Relación de transformadores de corriente	100:5

Modelo de Relevador	7SJ5005
Posición	Entrada de barras 13.8kV
Curva de operación	IEC Normalmente Inversa
Arranque unidad inversa	$0.75I_n = 0.75 * 5A = 3.75^a$
Multiplicador de tiempo	0.9 Seg.
Arranque unidad de tiempo definido	7.5 Seg.
Tiempo de operación de unidad de tiempo definido	0.05 Seg.
Relación de transformadores de corriente	300:5

Modelo de Relevador	7RC6415
Posición	Lado de 69kV
Arranque	1.1 A
Relación de transformadores de corriente	100:5

Modelo de Relevador	7RC6415
Posición	Entrada de barras 13.8kV
Arranque	1.1 A
Relación de transformadores de corriente	300:5

GRÁFICA DE AJUSTES ENCONTRADOS EN LOS RELEVADORES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA



**AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN DEL
TRANSFORMADOR DESPUÉS DE REALIZAR LA REPARACIÓN**

Modelo de Relevador	7UT7260
Arranque	$0.3 I_n = 0.3 * 5A = 1.5^a$
Relación de transformadores de corriente de lado de 69kV	100:5
Relación de transformadores de corriente de lado de 13.8kV	300:5

Modelo de Relevador	7SJ5005
Posición	Lado de 69kV
Curva de operación	IEC Curva muy inversa
Arranque unidad inversa	$0.4 I_n = 0.4 * 5A = 2.0A$
Multiplicador de tiempo	0.9 Seg.
Arranque unidad de tiempo definido	∞
Relación de transformadores de corriente	100:5

Modelo de Relevador	7SJ5005
Posición	Entrada de barras 13.8kV
Curva de operación	IEC Curva muy inversa
Arranque unidad inversa	$0.7I_n = 0.7 \cdot 5A = 3.5A$
Multiplicador de tiempo	0.7 Seg.
Arranque unidad de tiempo definido	7.5 Seg.
Tiempo de operación de unidad de tiempo definido	∞
Relación de transformadores de corriente	300:5

Modelo de Relevador	7RC6415
Posición	Lado de 69kV
Arranque	4.0 A
Relación de transformadores de corriente	100:5

Modelo de Relevador	7RC6415
Posición	Entrada de barras 13.8kV
Arranque	4 A
Relación de transformadores de corriente	300:5

GRÁFICA DE AJUSTES REALIZADOS EN LOS RELEVADORES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DESPUÉS DE REALIZARSE LA REPARACIÓN

