



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"CAMPUS ARAGON"

74
2er.

"REPARACION DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCION TIPO POSTE DE
CAPACIDADES, 45, 75 Y 112.5 K.V.A."

T E S I S

Que para obtener el Título de:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P r e s e n t a :

JUAN ALBERTO MORENO ALMENDRA

ASESOR: ING. DAVID MOISES TERAN PEREZ

México, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1997



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A G R A D E C I M I E N T O S

Dedico este trabajo con profundo agradecimiento a todos aquellos que con su esfuerzo, sacrificio, comprensión y cariño hicieron posible mi formación.

A DIOS.

Por todo lo que me ha dado en la vida
y por haberme permitido terminar mi
carrera.

A MIS PADRES.

JUAN MORENO AOLVERA.

ELENA ALMENDRA DE MORENO.

Por haberme dado el Don de la vida,
por sus sacrificios para conmigo, por
haberme guiado por el buen camino.

Porque gracias a ustedes ahora soy
un profesionista digno de sus apelli-
dos. Con todo el cariño del mundo, para
ustedes, este presente.

A MI ESPOSA.

PERLA.

Te agradezco a tí, por el gran apoyo y comprensión que me brindaste.

Con todo el amor para la compañera de mi vida.

A MIS HERMANOS.

Con cariño a mi hermana:
GISELA.

A mis hermanos:

EVERARDO.

ALEJANDRO.

HUGO.

Que contribuyeron para que yo alcanzara esta meta, y por la unidad que siempre hemos mantenido.

A TODOS LOS PROFESORES.

Que me proporcionaron sus conocimientos durante toda mi vida estudiantil.

A MI QUERIDA INSTITUCION.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
(ARAGON).

A MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS.

Con un reconocimiento especial a:
FRANCISCO Y YOLANDA, por su valiosa
colaboración y ayuda incondicional.

A LOS MIEMBROS DEL JURADO.

ING. DAVID MOIGES TERAN PEREZ.
ING. JAIME ROLANDO ARROYO MORA.
ING. FORTUNATO CERECEDO HERNANDEZ.
ING. ABEL CRUZ VERDE.

A TODAS LAS PERSONAS

Que de alguna forma recibí su
su apoyo para lograr éste ob-
jetivo, y no fueron menciona-
das aquí.

¡ GRACIAS !

MORENO ALMENDRA JUAN ALBERTO.

I N D I C E

INTRODUCCION. 1
JUSTIFICACION. 3
PLAN PROPUESTO. 5
OBJETIVO GENERAL. 7
OBJETIVOS PARTICULARES. 8
CAPITULO I 9
1.- CONCEPTOS GENERALES.10
1.1 El transformador.10
1.2 Clasificación de transformadores.12
1.3 Principales elementos de un transformador.22
CAPITULO II46
2.- TEORIA Y FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.47
2.1 Inducción electromagnética.47
2.2 Auto-inductancia.49
2.3 Inductancia mutua.51
2.4 El transformador y su ecuación general.53
2.5 Relación de Voltaje y corriente en los transformadores.57
2.6 Relación de transformación.59
2.7 Potencia en un transformador ideal.60
2.8 Reactancia de dispersión.61
2.9 Diagramas Vectoriales.64
2.10 Resistencia, reactancia e impedancia equivalentes.69
2.11 El circuito equivalente.75
2.12 Circuito equivalente aproximado.78
2.13 Determinación de los parámetros del circuito equivalente.80
2.14 El sistema por unidad.85
2.15 Regulación de voltaje.88
2.16 Pérdidas en el transformador.89
2.17 Eficiencia del transformador.93
2.18 Eficiencia máxima.94
2.19 Rendimiento diario.95

CAPITULO III96
3.- REPARACION DE TRANSFORMADORES.97
3.1 Definiciones.97
3.2 Aspectos de seguridad.98
3.3 Características térmicas.99
3.4 Aislamientos.100
3.5 Clasificación de averías.104
3.6 Reparación del transformador en el taller eléctrico.	...107
 CAPITULO IV.	 ...161
4.- PRUEBAS A LOS TRANSFORMADORES.	...162
4.1 Prueba de rigidez dieléctrica.	...162
4.2 Prueba de corriente de excitación.	...169
4.3 Prueba de potencial aplicado.	...173
4.4 Prueba de hermeticidad.	...177
 CAPITULO V	 ...181
5.- ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO.	...182
5.1 Costo total (CT).	...182
5.2 Relación de personal para el cálculo de costo por labor directa (CLD).	...185
5.3 Relación de personal para el cálculo de costo por labor indirecta (CLI).	...188
5.4 Relación de elementos para el cálculo del costo por material directo (CMD).	...192
5.5 Relación de conceptos para el cálculo de costo por gastos indirectos (CGI).	...193
5.6 Costo por bono de producción (CBP).	...193
5.7 Cálculo del costo total.	...195
5.8 Análisis de resultados.	...196
 CONCLUSIONES.	 ...197
 BIBLIOGRAFIA.	 ...200

INTRODUCCION.

Los transformadores de distribución (al igual que cualquier otra máquina) son susceptibles de presentar fallas durante su operación, cuya ocurrencia y probabilidad depende en gran parte de las condiciones de sus aislamientos, los cuales son afectados por diversos factores, como son: Diseño, fabricación, transporte, montaje, puesta en servicio, mantenimiento, operación e incluso descargas atmosféricas.

Aún en condiciones óptimas, los aislamientos tienen una vida finita por ser de origen orgánico, exigiendo la aplicación de un adecuado mantenimiento.

Existen tres tipos de mantenimiento aplicables a transformadores de distribución, los cuales son:

a) Mantenimiento predictivo. El cual consiste en realizar una inspección física, así como pruebas eléctricas a los transformadores, con el objetivo de determinar el estado en que éste se encuentra

b) Mantenimiento preventivo. Son las acciones que se toman al analizar los resultados del mantenimiento predictivo para evitar la posibilidad de falla en el transformador.

c) Mantenimiento correctivo. Es aquel en el que se tienen que efectuar las reparaciones, sustitución y/o cambio de partes dañadas, necesariamente con la unidad desenergizada.

Siendo el mantenimiento correctivo el objeto de nuestro estudio, se han desarrollado los elementos necesarios con los que todo Ingeniero debe contar para lograr la correcta aplicación del mismo.

Es necesario aclarar que el presente trabajo permite llevar acabo la reparación de transformadores de distribución tipo poste con las siguientes capacidades: 45, 75 y 112.5 KVA, ya que para otras capacidades los transformadores cuentan (en su construcción) con una serie de elementos adicionales a los que se hará referencia, y por lo tanto, su proceso de reparación es diferente.

Por ello dentro de la presente investigación abordará las siguiente temática:

Dentro del capítulo I señalaré la clasificación básica de transformadores de acuerdo a su construcción, así como los principales elementos que lo constituyen.

En el capítulo II haré referencia a la teoría, leyes y principios en los que se basa el funcionamiento del transformador.

Dentro del capítulo III indicaré cuales son las técnicas a seguir para detectar y corregir las fallas que se hayan presentado en los transformadores.

En el capítulo IV describiré los procedimientos para la correcta aplicación de las pruebas eléctricas, así como los valores normalizados que deben de cumplir los transformadores para garantizar un adecuado funcionamiento de los mismos.

Y por último, en el capítulo V presentaré un estudio técnico-económico que determina el costo por KVA reparado mediante los procedimientos anteriormente descritos.

JUSTIFICACION.

En el ámbito estructural del sector eléctrico en el país, la distribución de la energía eléctrica, para hacerla llegar a los consumidores industriales, comerciales y domésticos (sin restarles mérito a las funciones de generación, transmisión y comercialización) es de primordial importancia para el desarrollo integral del país.

Ahora bien, esa importancia se revierte a las instituciones que tienen a su cargo el sector eléctrico para satisfacer las necesidades de los consumidores, y para hacerle frente a dicho compromiso, se tienen implementadas extensas redes de distribución tanto aéreas como subterráneas con grandes inversiones en transformadores de distribución, como soporte técnico principal en equipo y aparatos eléctricos.

Dicho conjunto de transformadores es el elemento principal en la función de la distribución de energía eléctrica, traduciéndose en grandes inversiones económicas destinadas a la adquisición de equipo nuevo que permita la expansión de las redes eléctricas, así como para proporcionarles un adecuado mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los ya instalados con el fin de proporcionar continuidad de servicio a los usuarios.

Una de estas funciones la desempeña el Ingeniero Mecánico Electricista, que junto con su personal de trabajo, tiene la responsabilidad de realizar la reparación de los transformadores de distribución, enfrentándose cotidianamente con diversos problemas en el desempeño de sus labores,

por tal motivo; el presente trabajo suministra los elementos fundamentales de información normalizada, como son: Métodos, procedimientos, técnicas y criterios adoptados en la reparación de transformadores de distribución, siendo éstos susceptibles de cambio cuando sean obtenidas mejoras en los mismos.

PLAN PROPUESTO.

Antes de comenzar a desarrollar cualquier procedimiento de reparación de transformadores, es necesario contar con ciertos conocimientos básicos que nos permitan analizar y comprender el funcionamiento de los mismos, para que posteriormente estemos en condiciones de realizar un diagnóstico de falla con su correspondiente solución.

Primeramente daremos una descripción de qué es un transformador y cuál es el objetivo de su aplicación, así mismo haremos una clasificación de los principales tipos que existen de acuerdo a la construcción y disposición que guardan en base a su operación.

Por otra parte se estudiarán los elementos estructurales más importantes que intervienen en el diseño de cualquier tipo de transformador.

Para comprender el funcionamiento del transformador se desarrollará la teoría básica necesaria que nos permita analizar los principios de operación que hacen posible la elevación o reducción de la corriente alterna.

La reparación de transformadores de distribución comenzará en el taller eléctrico con una prueba de recepción que indica la relación de transformación que guardan los devanados así como una inspección ocular para evaluar el estado en que se encuentra el transformador. Posteriormente se determinará el procedimiento y técnicas adecuadas que requiera cada unidad, con el fin de garantizar el adecuado funcionamiento de los mismos.

Una vez reparado el transformador, se le someterá a una serie de pruebas eléctricas y estructurales normalizadas (rigidez dieléctrica, corriente de excitación, potencial aplicado y hermeticidad), que determinan si el transformador está en condiciones o no de ser puesto en servicio.

Finalmente se desarrollará un estudio técnico-económico de los recursos humanos y materiales que intervienen en la reparación de transformadores, el cual justifica (económicamente) la rentabilidad del proceso.

OBJETIVO GENERAL:

Realizar con eficacia la reparación de transformadores de distribución tipo poste.

OBJETIVOS PARTICULARES:**CAPITULO I**

Describir los conceptos fundamentales sobre transformadores.

CAPITULO II

Desarrollar la teoría básica de funcionamiento referida a transformadores.

CAPITULO III

Definir los procedimientos y técnicas de reparación de transformadores.

CAPITULO IV

Establecer los métodos de prueba que garanticen el funcionamiento del transformador.

CAPITULO V

Determinar la rentabilidad que ofrece la reparación de transformadores de distribución.

CAPITULO

I

CAPITULO I. CONCEPTOS GENERALES.

1.1 EL TRANSFORMADOR.

El transformador es un dispositivo estático, es decir, sin partes móviles, que por inducción electromagnética permite realizar la conversión de la energía eléctrica alterna de un determinado nivel de tensión y corriente, en energía eléctrica alterna de otro nivel de tensión y corriente, pero manteniendo constante su frecuencia.

A ciencia cierta, el transformador no es considerado como una máquina eléctrica, ya que el término "máquina" involucra la existencia de partes en movimiento y el transformador no cuenta con dichos elementos.

Es a Michael Faraday, a quien se debe la construcción del primer transformador elemental en forma de una bobina llamada de inducción, la cuál tenía la forma de un anillo y se encontraba dispuesta en un aro de hierro, siendo alimentada por una corriente continua que era interrumpida periódicamente.

En la actualidad los transformadores están constituidos por dos o más bobinas arrolladas alrededor de un mismo núcleo magnético, siendo éste, la única conexión entre las dos bobinas.

Una de las bobinas es conectada a una fuente de tensión de corriente alterna, actuando como una inductancia y por lo tanto, generando un flujo magnético a través del núcleo (a esta bobina se le conoce como devanado primario), la carga es conectada a la segunda bobina que al ser atravesada por el flujo magnético alterno, se crea una fuerza electromotriz inducida y por consiguiente la circulación de una corriente alterna a la misma frecuencia que la que la produjo (a esta segunda bobina se le conoce como devanado secundario) de acuerdo a la figura 1-1.

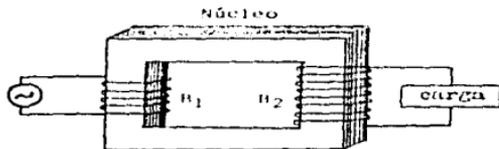


Fig. 1-1 Representación simplificada del transformador.

1.2 CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES.

Existen dos criterios fundamentales que deben tomarse en cuenta para poder lograr una adecuada clasificación de transformadores, el primero (y el más importante) se refiere al tipo de construcción (del núcleo), y el segundo al tipo de funcionamiento.

De acuerdo con lo anterior tenemos la siguiente clasificación de transformadores.

1.2.1 Por la disposición del núcleo:

1.2.1.1 Transformador tipo núcleo o columna.

Lo forma una sola pieza de acero rectangular laminado con dos o más columnas, las bobinas se encuentran arrolladas en las piernas del núcleo. Este tipo de transformadores requiere menor cantidad de hierro pero mayor cantidad de cobre, además de ser más voluminoso que los tipo acorazado. Fig. 1-2.

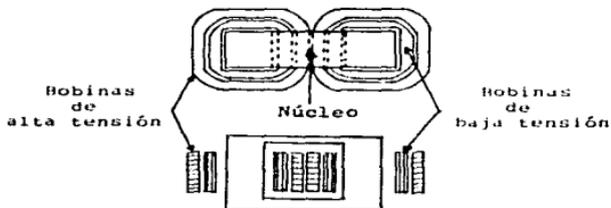


Fig. 1-2 Transformador tipo columna.

En las figuras 1-3 y 1-4 se muestra el arreglo que deben guardar las bobinas en un transformador tipo columna monofásico y trifásico respectivamente.

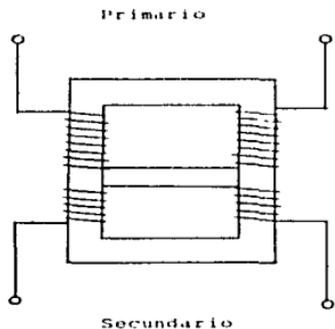


Fig. 1-3 Transformador monofásico tipo columna.

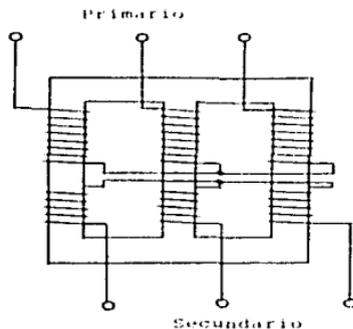


Fig. 1-4 Transformador trifásico tipo columna.

1.2.1.2 Transformador tipo acorazado.

Este tipo de transformadores cuenta con un núcleo laminado cuya característica peculiar, es la de contar con dos columnas desnudas exteriores (ya sean del tipo monofásico o trifásico), dispuestas de tal manera que prácticamente "cubren" al bobinado cerrando el circuito magnético y reduciendo la dispersión de flujo magnético. Esto implica que se requiera una mayor cantidad de material ferromagnético, aunque por otra parte aún así existe una considerable disminución de peso y tamaño comparado con el del tipo columna.

La figura 1-5 representa un transformador tipo acorazado

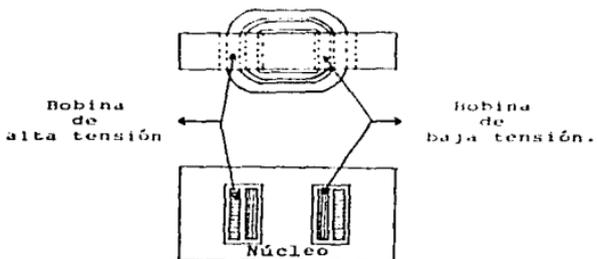


Fig. 1-5 Transformador tipo acorazado.

Para objeto de análisis, los devanados se representan separados uno del otro, pero en la realidad se encuentran arrollados uno encima del otro (primero el devanado de baja tensión y luego el devanado de alta tensión, Fig. 1-2 y 1-5). Tal disposición tiene por objetivo disminuir el flujo de dispersión y reducir el problema de aislamiento entre el devanado de alta tensión y el núcleo.

1.2.2 Por el número de fases:

1.2.2.1 Transformador monofásico.

Monofásico-monofásico.

1.2.2.2 Transformador trifásico.

Trifásico-trifásico.

Trifásico-monofásico.

Trifásico-hexafásico.

Trifásico-dodecafásico.

1.2.3 Por la operación:

1.2.3.1 Transformador de potencia.

Es un transformador que tiene una capacidad mayor a los 500 KVA.

1.2.3.2 Transformador de distribución.

Es aquel transformador que tiene una capacidad hasta de 500 KVA; hasta 67 000 V nominales en alta tensión y hasta 15 000 V nominales en baja tensión.

1.2.3.2.1 Tipo poste.

Es aquel que está dispuesto en forma adecuada para ser montado en un poste o estructura similar.

1.2.3.2.2 Tipo subestación.

Es aquel que está dispuesto en forma adecuada para ser montado en una plataforma, cimentación o estructura similar.

1.2.3.3 Transformador para instrumento.

1.2.3.3.1 Transformador de potencial.

Son usados para el correcto funcionamiento de instrumentos tales como: wátmetros, vóltmetros, frecuencímetros, y otros aparatos que por condiciones de seguridad no pueden ser conectados directamente a la línea de alta tensión. Para ello se emplea este tipo de transformadores que cuentan con un devanado primario de alto voltaje y un devanado secundario de baja tensión, de tal manera que transfiera el instrumento una determinada cantidad de tensión directamente proporcional al de la línea con la mayor exactitud posible.

1.2.3.3.2 Transformador de corriente.

Cuando una corriente es muy intensa y por razones de seguridad no podemos abrir el circuito para conectar los amperímetros, wátmetros, etc. y poder medir su intensidad, se emplean los transformadores de corriente que consisten en un sólo devanado secundario arrollado sobre un núcleo concéntrico, la línea de alta tensión es colocada en el centro y ésta induce el voltaje en la bobina secundaria, que por lo general su valor de corriente es de 5 amperios. Es importante mencionar que en ningún momento debe de estar abierto el secundario mientras el primario esté energizado, ya que por saturación del núcleo se genera en el secundario un alto voltaje.

1.2.4 Por la aplicación:

- De línea, para la interconexión o protección.
- De estación generadora o elevador.
- De estación receptora o reductor.
- De potencial constante o múltiple.
- De intensidad constante o serie.

1.2.5 Por la colocación:

- Interiores.
- Exteriores (tipo poste, subestación y pedestal).
- Sumergibles.

1.2.6 Por la construcción del tanque:

- Conservador de aceite.
- De cámara inerte.
- De tubos paralelos.
- De radiadores simples o ventilador.
- De gas a presión, con circulación cerrada.
- De circulación forzada de aceite.

1.2.7 Por la regulación:

- De ratio fija.
- De ratio ajustable sin carga, manual.
- De ratio ajustable con carga, manual o automática.

1.2.8 Por el medio refrigerante.

De acuerdo a la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) los símbolos son los siguientes:

<u>Medio refrigerante</u>	<u>Símbolo</u>
Aceite mineral	O
Gas	G
Agua	W
Aire	A
Aislamiento sólido	S
<u>Tipo de circulación</u>	
Natural	N
Forzada	F

1.2.8.1 Sumergidos en líquido aislante, enriado por aire.

1.2.8.1.1 Autoenfriado (OA).

Por convección natural, el aceite circula dentro del tanque disipando el calor mediante radiadores.

1.2.8.1.2 Autoenfriado y enfriado por aire forzado (OA/FA).

Es un transformador del tipo autoenfriado pero con ventiladores para forzar la entrada del aire a través de los radiadores, logrando una mayor disipación de calor y por lo tanto una mayor potencia.

1.2.8.1.3 Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado (OA/FA/FA).

Transformador del tipo OA con ventiladores en los radiadores, donde en el primer paso trabaja la mitad de los ventiladores y en el segundo paso opera la totalidad de los mismos. El arranque y paro de los ventiladores es gobernado mediante la temperatura del aceite a través de controles automáticos.

1.2.8.2 Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire y por líquido aislante forzado.

1.2.8.2.1 Autoenfriado, enfriado por aire forzado y enfriado por aire y líquido aislante forzado (OA/FA/FOA).

Al transformador tipo OA se le agregan ventiladores para forzar el flujo del aire a través de los radiadores y bombas para forzar la entrada del aceite a través de los radiadores. Cada sistema de enfriamiento es independiente uno del otro.

1.2.8.2.2 Autoenfriado, y con dos pasos de enfriamiento por aire y líquido aislante forzados (OA/FOA/FOA).

Transformador del tipo OA con ventiladores y bombas de aceite activados en dos pasos, en el primero opera la mitad de los ventiladores y bombas logrando un aumento de 1.333 veces la capacidad de un tipo OA, en el segundo paso operan todos los ventiladores y bombas aumentando a 1.667 la capacidad de un transformador tipo OA.

1.2.8.3 Sumergido en líquido aislante, enfriado por agua.

1.2.8.3.1 Enfriado por agua (OW).

Conformado por un cambiador de calor tubular, circulando el agua de enfriamiento por el interior de los tubos, el aceite fluye por la parte exterior de los tubos pero dentro del intercambiador.

1.2.8.3.2 Enfriado por agua, autoenfriado (OW/OA).

Este tipo de transformador es similar al tipo OW con la diferencia de que además cuenta con radiadores.

1.2.8.4 Sumergido en líquido aislante, enfriado por aire o agua y líquido aislante forzados.

1.2.8.4.1 Enfriado por aire y líquido aislante forzados (FOA).

Es del tipo OA con ventiladores y bombas de aceite para ser activados únicamente en forma continua y así poder sostener la totalidad de su carga nominal.

1.2.8.4.2 Enfriado por agua y líquido aislante forzados (FOW).

Transformador sumergido en aceite con intercambiador de calor tipo agua-aceite y dos bombas para forzar la circulación de agua y aceite respectivamente.

1.2.8.5 Transformadores tipo secos.

1.2.8.5.1 Tipo seco con enfriamiento propio (AA).

No cuenta con ningún líquido que realice las funciones de aislamiento y medio refrigerante, siendo el aire el que efectúe esta función. Por esta razón, su tensión es limitada a 15 KV y 2 000 KVA como máximos.

1.2.8.5.2 Tipo seco con enfriamiento por aire forzado (AFA).

Transformador del tipo AA que además cuenta con un ventilador para forzar la entrada del aire a través del núcleo y los devanados, logrando aumentar su potencia.

1.2.8.5.3 Tipo seco con enfriamiento natural y enfriamiento por aire forzado (AA/FA).

Similar al tipo AFA con la característica de contar con un control automático que opera el funcionamiento del ventilador al elevarse demasiado la temperatura de los devanados.

1.3 PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN TRANSFORMADOR.

1.3.1 Tanque.

1.3.1.1 Construcción.

La construcción de los tanques para transformadores se divide en:

1.3.1.1.1 Fundidos.

Todo el tanque (excepto la tapa) es fundido en una sola pieza, logrando de esta manera un alto grado de resistencia, pero sobre todo una excelente confiabilidad contra la fuga de aceite o penetración de humedad e impurezas, su desventaja radica en el gran peso que éste logra alcanzar.

1.3.1.1.2 De lámina remachada.

Por ser lámina remachada no existen soldaduras de unión, con lo cual disminuye su peso, pero aumentan considerablemente las fugas de aceite, por lo tanto, este tipo de construcción no es recomendable.

1.3.1.1.3 De lámina soldada.

La base y las caras del transformador son soldadas cuidadosamente para evitar un ensamble defectuoso, logrando un alto grado de confiabilidad y un peso no exagerado.

Para transformadores de 75 KVA en adelante es necesario la colocación de radiadores por los que por gravedad, pueda fluir el aceite y así lograr una mayor disipación de calor.

1.3.1.2 Especificaciones.

1.3.1.2.1 Mecánicas.

El tanque del transformador debe estar construido para soportar, totalmente ensamblado una presión de 0.5 Kg/cm^2 (50 kPa) durante 3 horas. La deformación inicial del tanque originada por el material y la manufactura, no debe exceder del 1.0% con respecto a la longitud del segmento considerado en la dirección medida, y no debe existir deformación permanente del mismo segmento después de aplicar la presión de prueba.

1.3.1.2.2 Hermeticidad.

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético con objeto de preservar el aceite. El transformador debe permanecer perfectamente sellado desde una temperatura de -50°C a un máximo de 105°C en la parte superior del líquido aislante.

1.3.1.2.3 Acabado.

El tanque del transformador debe tener un acabado que lo proteja contra la corrosión (primario y pintura), el cual, a su vez debe contar con un alto grado de adherencia al tanque. El color preferente debe ser gris claro si no se especifica de otra manera.

1.3.2 Núcleo.

1.3.2.1 Construcción.

La construcción del núcleo se lleva a cabo mediante láminas de acero con 4% de silicio, ya que con ésto se logra darle un alto grado de vida útil y bajas pérdidas por histéresis.

El espesor de las láminas varía desde 0.35 a 0.50 mm dependiendo de la potencia del transformador, evitando con ésto, grandes pérdidas por corrientes parásitas.

1.3.2.2 Aislamiento.

Para evitar las corrientes parásitas, es necesario aislar las laminaciones unas de otras. Para ello se emplean los siguientes procedimientos:

1.3.2.2.1 Se utiliza papel de 0.03 mm de espesor entre las láminas. Este método de aislamiento es el más barato pero tiene las siguientes desventajas: reduce la sección útil del núcleo, tiene baja resistencia térmica y mecánica, además de contar con el mayor grado de conducción.

1.3.2.2.2 Mediante procesos químicos se provoca intencionalmente en la lámina una delgada capa de óxido.

1.3.2.2.3 La lámina es recubierta totalmente por una delgada capa de barniz a prueba del aceite dieléctrico.

1.3.2.2.4 El sistema de aislamiento más eficiente consiste en colocar un recubrimiento de celulosa que es comprimida y posteriormente endurecida.

1.3.2.3 Ensamble.

Existen dos tipos de ensamble para núcleos de transformadores:

1.3.2.3.1 Por junta a tope.

En este tipo de construcción las ramas y la culata se ensamblan por separado, para posteriormente ser unidas mediante sujetadores. La junta a tope presenta la ventaja de colocar los devanados en las ramas con sólo quitar la culata superior y después volverla a sujetar, pero sus desventajas son mayores, ya que para evitar la magnetización transversal, las columnas deben ser de acero orientado, mientras que los yugos de acero ordinario; además de que las partes en contacto deben de estar rectificadas e interpuestas por un cubrejuntas aislante de 0.5 a 1 mm de espesor para evitar las corrientes parásitas fig. 1-6

Por otro lado, cabe mencionar que el uso de sujetadores aumenta considerablemente el peso del transformador.

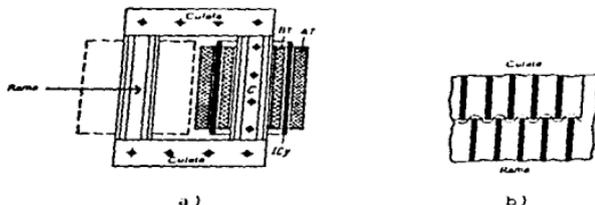


Fig. 1-6 a) Representación de ensamble por junta a tope.

b) Aparición de las corrientes parásitas en los extremos a tope sin revestimiento aislante.

1.3.2.3.2 Por entrelaminación.

Mediante este método el núcleo es ensamblado totalmente a través de juntas alternadas diagonalmente a 45° en las esquinas para evitar la magnetización transversal de las láminas, para la colocación de los devanados es necesario "desarmar" la culata superior, montar los devanados y volver a "armar" la culata. Sin embargo, tiene la ventaja de que las separaciones entre las ramas y la culata son reducidas al mínimo y no es necesaria la colocación de juntas aislantes, además se omite el uso de sujetadores. Fig. 1-7

El transformador tipo columna emplea un núcleo de construcción especial formado por láminas de diferente ancho para cubrir la mayor parte de área disponible, además de estar espaciados mediante separadores con el objeto de que el aceite pueda penetrar logrando una mayor disipación de calor. Fig. 1-8



Fig. 1-7 Núcleo ensamblado por entrelaminación.



Fig. 1-8 Núcleo escalonado
 a) Sin canales de refrigeración.
 b) Con canales axiales de refrigeración.
 c) Con canales axiales y transversales.

1.3.1 Devanados.

De acuerdo a su disposición los devanados se clasifican en:

1.3.3.1 Devanados separados.

Tanto el devanado primario como el secundario se encuentran arrollados en distintas piernas de un mismo circuito magnético. Fig. 1-9

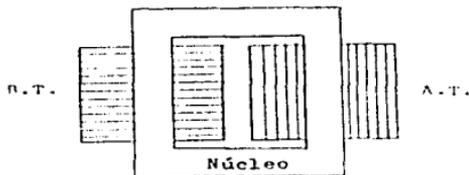


Fig. 1-9 Transformador con devanados separados.

1.3.3.2 Devanados helicoidales.

Formados por conductores de sección rectangular de cobre desnudo arrollados sobre un cilindro aislante y transpuesto a lo largo de la bobina. Fig. 1-10



Fig. 1-10 Devanado helicoidal.

Este tipo de arrollamiento es empleado en bajas tensiones y grandes intensidades, es por esta razón que los conductores deben estar desnudos, transpuestos y conectados en paralelo reduciendo de esta manera las pérdidas suplementarias por circulación de corrientes parásitas. Fig. 1-11



Fig. 1-11 Arrollamiento helicoidal de cuatro conductores en paralelo y transpuestos.

1.3.3.3 Devanados concéntricos.

Los devanados primario y secundario se encuentran dispuestos sobre una misma columna.

Primero es colocado el devanado de baja tensión seguido de el de alta tensión, resolviendo el problema de aislamiento entre éste y el núcleo, ambos arrollamientos están formados por capas concéntricas conectadas en serie y separados por uno o varios canales de refrigeración por los cuales pueda circular el aceite dieléctrico aislante.

Fig. 1-12

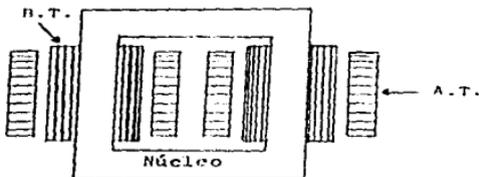


Fig. 1-12 Transformador de devanados concéntricos.

1.3.3.4 Devanados doblemente concéntricos.

En esencia su construcción es similar al devanado visto anteriormente, excepto que el devanado de baja tensión se encuentra dividido en dos secciones cubriendo prácticamente al devanado de alta tensión. Fig. 1-13

En la actualidad esta disposición es la más usada en transformadores de distribución por la capacidad que tiene de poder soportar los efectos de las sobretensiones, ya que las capacidades serie (que son las capacidades entre capas sucesivas), son superiores a las capacidades derivadas (capacidad de cada capa respecto a las masas circundantes).

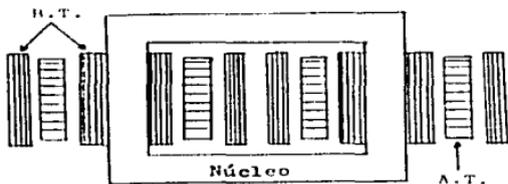


Fig. 1-13 Transformador de devanados doblemente concéntricos.

1.3.3.5 Devanados superpuestos.

En esta disposición el primario y el secundario son devanados sobre una misma pierna, alternadamente conectadas entre sí sin soldadura mediante un método especial de intercalación de bobinas para evitar pérdidas de espacio en sentido radial. Fig. 1-14

De esta manera se aumentan aún más los valores de las capacidades serie de los arrollamientos.

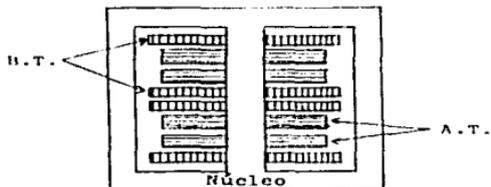


Fig. 1-14 Transformador de devanados superpuestos.

1.3.4 Medio refrigerante.

El empleo de altas tensiones en transformadores de gran capacidad, hizo necesaria la utilización de un medio capaz de aumentar su rigidez dieléctrica, y por otra parte facilitar la disipación del calor generado en su interior, dando por resultado la inmersión del núcleo y devanados en aceites minerales o sintéticos dentro del tanque.

1.3.4.1 Aceite mineral.

Es el más utilizado debido a su menor costo y el poder contar con las siguientes características:

1.3.4.1.1 Físicas.

1.3.4.1.1.1 Apariencia visual.

La apariencia del aceite debe ser brillante y transparente, con visión normal 20/20 y sin la ayuda de ningún instrumento óptico. No debe contener sólidos en suspensión ya que facilitaría la creación de arcos eléctricos internos capaces de dañar al transformador.

1.3.4.1.1.2 Densidad relativa.

La densidad relativa a 20°C debe ser de 0.88 g/cm³.

1.3.4.1.1.3 Temperatura de escurrimiento.

La temperatura de escurrimiento del aceite no debe ser mayor de -26°C.

1.3.4.1.1.4 Temperatura de inflamación.

La temperatura de inflamación del aceite a una presión de 101.3 kPa (760 mm de Hg) no debe ser menor de 145°C.

1.3.4.1.1.5 Constante dieléctrica.

Constante dieléctrica = 2.2

1.3.4.1.2 Químicas.

1.3.4.1.2.1 Azufre corrosivo.

El aceite debe estar libre de ácido o azufre, ya que éstos atacan al hierro y al cobre.

1.3.4.1.2.2 Cloruros y sulfatos.

Las reacciones para determinar la presencia de cloruros y sulfatos en el aceite deben ser negativas.

1.3.4.1.2.3 Contenido de agua.

El contenido de agua en el aceite no debe ser mayor de 40 ppm.

1.3.4.1.2.4 Número de neutralización.

La cantidad de hidróxido de potasio, necesaria para neutralizar un gramo de aceite no debe ser mayor de 0.03 mg.

1.3.4.1.3 Eléctricas.

1.3.4.1.3.1 Factor de potencia.

El factor de potencia del aceite a 60 Hz. debe cumplir con la tabla 1

Temperatura °C	F.P. %
25	0.05 máximo
100	0.30 máximo

Tabla 1

1.3.4.1.3.2 Tensión de ruptura.

La tensión de ruptura dieléctrica del aceite de acuerdo al método utilizado, debe cumplir con los valores de la tabla 2.

Tipo de prueba		K.V. mínimo
Electrodos planos	2.54 mm	30
Electrodos semiesféricos	1.02 mm	20

Tabla 2

1.3.4.2 Aceite sintético.

Son hidrocarburos clorados, comercialmente conocidos con el nombre de Pyranol, Inerteen, Clorexterol o Asbestol, que además de contar con las ventajas del aceite mineral tiene las siguientes características:

- a) Químicamente son muy estables y no se oxidan.
- b) No son inflamables ni explosivos.
- c) No forma precipitados.
- d) Elevada rigidez dieléctrica (45 KV).
- e) Gran constante dieléctrica (4.5).
- f) Densidad relativa de 1.6 g/cm³.

Sin embargo cuenta con las siguientes desventajas:

Es más caro que el aceite y más volátil, por lo tanto, se suele usar en depósitos herméticos, por otra parte, reacciona con ciertos elementos aislantes, por lo que sólo puede emplearse en transformadores especialmente diseñados para ello.

1.3.5 Conmutadores.

Los conmutadores, cambiadores de derivaciones o tap's, son utilizados para aumentar o disminuir el número de vueltas de un devanado con el objetivo de regular la tensión de acuerdo a la demanda existente manteniendo constante la potencia.

Los conmutadores pueden ser colocados en el devanado de baja o alta tensión aunque no es recomendable en los primeros, ya que sus conductores son de mayor sección debido a que transportan una alta corriente que ocasionaría arcos eléctricos durante los cambios de tensión. Por esta razón, es preferible su colocación en el devanado de alta tensión por encontrarse éste en la parte exterior facilitando su conexión, y por la disminución del problema de aislamiento debido a la baja circulación de corriente.

La posición física de los conmutadores está determinada por consideración de voltaje, amper-vuelta, balanceo en cada posición del conmutador y variación de la impedancia sobre el rango del conmutador. Fig. 1-15

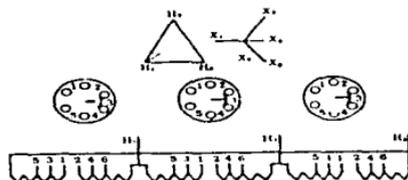


Fig. 1-15 Representación de un conmutador de cinco posiciones.

Existen dos tipos de conmutadores usados en la regulación de transformadores, los conmutadores de operación sin carga y los conmutadores de operación con carga.

1.3.5.1 Conmutadores de operación sin carga.

Los conmutadores de operación sin carga están diseñados para regular la tensión del transformador, en forma poco frecuente y solamente cuando éste se encuentre totalmente desenergizado. Estos conmutadores son accionados manualmente, donde las posiciones de los cambiadores deben estar marcadas con números progresivos, correspondiendo el número "1" a la tensión mayor; la manija de operación debe girar en sentido de las manecillas del reloj, y de tensión mayor a tensión menor; deben estar provistas de topes en las posiciones extremas y cada posición debe corresponder a una tensión de operación. Este tipo de conmutadores a su vez se dividen en:

1.3.5.1.1 Internos.

En estos cambiadores la manija de operación debe estar localizada en el interior del tanque, arriba del nivel del aceite.

1.3.5.1.2 Externos.

En estos cambiadores, la manija se encuentra en la parte externa del transformador (sobre la tapa) y debe de estar provista de un aditamento para colocar un candado que no permita su operación mientras éste permanezca cerrado y debe permitir ver la posición del cambiador sin abrirlo. En transformadores trifásicos de 225 a 500 KVA, los cambiadores deben ser de operación simultánea.

1.3.5.2 Conmutadores de operación con carga.

Estos conmutadores están diseñados para operar bajo carga en sistemas que deben ser alimentados continuamente aún en el instante de la conmutación.

El conmutador puede ser accionado voluntariamente, con accionamiento manual o eléctrico, o bien automáticamente por medio de un regulador auxiliar que transmite impulsos de mando al regulador principal en función de las variaciones que experimenta la tensión, sin embargo, su mayor característica radica en el uso de resistencia de transición en la posición intermedia de la conmutación, quedando eliminadas cuando ésta es concluida. Fig. 1-16

Las resistencias de transición encuentran su justificación en el hecho de que al interrumpir un circuito con carga se provoca la formación de un arco eléctrico originando, por una parte, el desprendimiento de calor y por otra, una elevada sobretensión durante la duración del mismo. Siendo las resistencias de transición las encargadas de evitar la formación de dicho arco eléctrico.

El tiempo de conmutación es de unos 0.05 segundos, por lo que las resistencias de transición son pequeñas.

En conmutadores de operación bajo carga se cuenta con un margen de ajuste de hasta $\pm 22\%$ con 27 posiciones. Mientras que en los de operación sin carga, se logra alcanzar un margen de ajuste de $\pm 10\%$ con 5 posiciones.

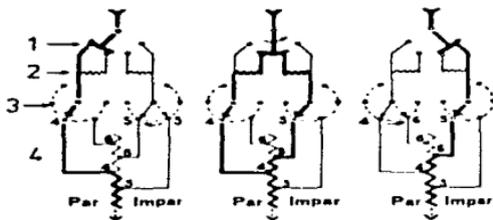


Fig. 1-16 Representación del principio de funcionamiento de un conmutador de operación bajo carga.

- 1) Conmutador.
- 2) Resistencias de transición.
- 3) Selector de tomas.
- 4) Arrollamiento con derivaciones.

1.3.6 Boquillas.

Las boquillas son dispositivos con aislamiento de porcelana que permiten el acceso a cada terminal de los bobinados de baja y alta tensión de un transformador, terminando en un conector en el exterior para su fácil y segura conexión con los alambres o cables del transformador a la línea.

Existen dos tipos de boquillas utilizadas en los transformadores, boquillas para baja tensión y boquillas para alta tensión.

1.3.6.1 Boquillas para baja tensión.

Son boquillas para tensiones de servicio hasta 1.2 KV y corrientes nominales de 100, 250, 500, 750 y 1000 amperios. Su construcción es de una sola pieza de porcelana, llevando en su interior un birlo de cobre con tuerca de sujeción en un extremo y un conector en el otro para lograr una adecuada conexión de terminales, además de contar con empaques de neopreno para impedir la entrada de humedad y salida de aceite dieléctrico. Fig. 1-17

1.3.6.1.1 Especificaciones.

Las condiciones normales de servicio para boquillas de baja tensión son las siguientes.

- a) Temperatura ambiente: Desde -10°C hasta 50°C .
- b) Altitud: Hasta 3000 m sobre el nivel del mar.
- c) Frecuencia: 60 Hz.
- d) La terminal externa, cuando se opera a corriente nominal, no debe exceder de 50°C sobre la temperatura ambiente.

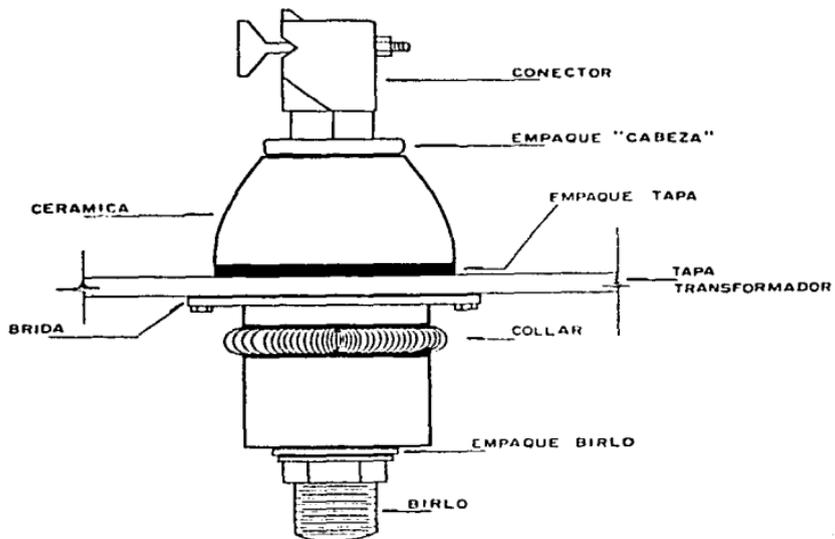


Fig. 1-17 Boquilla para baja tensión.

1.3.6.2 Boquillas para alta tensión.

Las boquillas para altas tensiones, de acuerdo a su utilización, se clasifican de la siguiente forma:

1.3.6.2.1 Boquillas simples o tipo macizo.

Boquillas de una sola pieza de porcelana, lisas para interiores y de campanas para exteriores. Diseñadas para soportar tensiones de 12, 24 y 36 KV, con una corriente nominal máxima de 250 A. Cuenta con una horadación a lo largo por la cual puede pasar el cable terminal o un birlo de cobre.

Las figuras 1-18 y 1-19 muestran el conjunto de detalles constructivos para este tipo de boquillas.

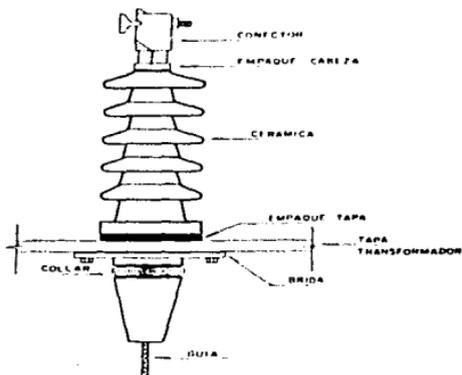
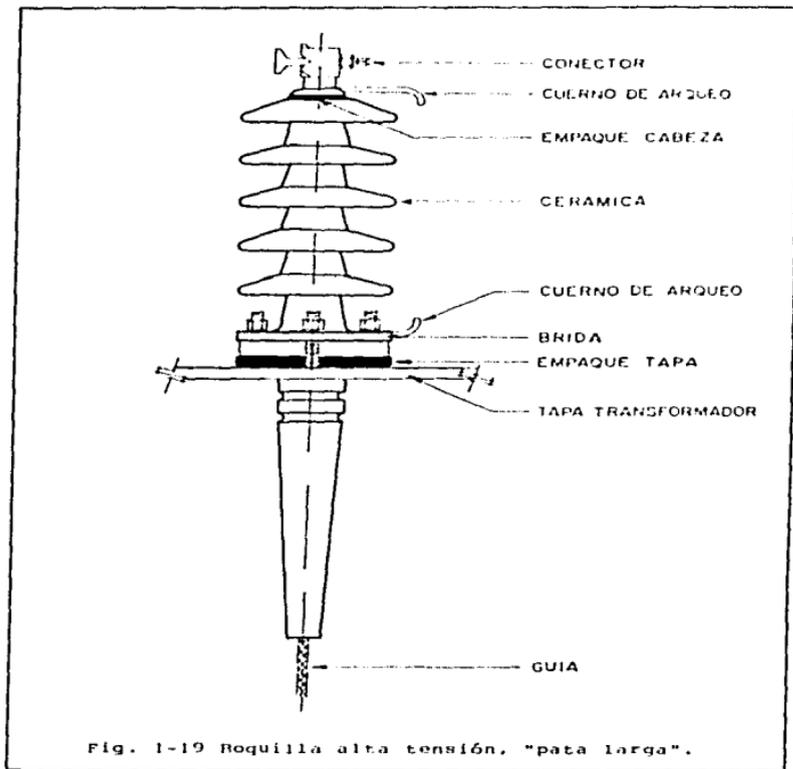


Fig. 1-18 Boquilla alta tensión, "pata corta".

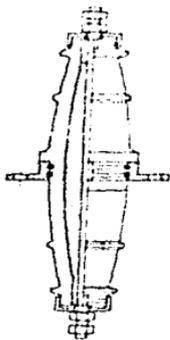


1.3.6.2.2 Boquillas rellenas de pasta compound.

Este tipo de boquillas son de porcelana, huecas y rellenas de pasta compound con el objetivo de disminuir el campo eléctrico en los puntos más inmediatos al conductor, como lo indica la figura 1-20.

El compound que se utiliza en este tipo de boquillas tiene una rigidez igual o mayor que la del aceite dieléctrico, sin embargo está expuesto a cristalizar y formar áreas de baja rigidez dieléctrica, pudiendo ocasionar fallas en el sistema. La tensión de servicio para este tipo de boquillas debe estar comprendida entre 36 y 110 KV.

Fig. 1-20 Boquilla rellena de pasta compound.

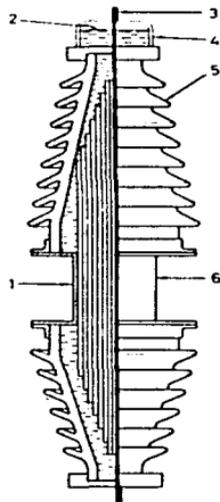


1.3.6.2.3 Boquillas rellenas de aceite.

Su tensión de servicio está comprendida entre 110 y 400 KV. La constitución de este tipo de boquillas está formada por un aislador de porcelana que contiene un grupo de cilindros aislantes concéntricos de pequeño espesor con armaduras metálicas para realizar un reparto favorable del campo eléctrico. El interior de la boquilla se encuentra lleno de aceite dieléctrico, donde su estado puede ser verificado en la cámara de vidrio que se encuentra en la parte superior de la misma. Fig. 1-21

Fig. 1-21 Pasatapas relleno de aceite.

- 1) Cilindros aislantes.
- 2) Indicador de nivel de aceite
- 3) Varilla de conexión a la red
- 4) Cámara de vidrio.
- 5) Aislador de porcelana.
- 6) Brida metálica de fijación.



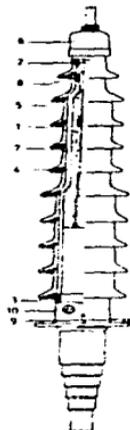
1.3.6.2.4 Boquillas tipo condensador.

Formadas por campanas de porcelana en la parte exterior, mientras que en el interior se encuentra un cuerpo aislante de papel bakelita sobre un tubo de cobre. En el aislamiento se insertan armaduras semiconductoras para formar una serie de condensadores cilíndricos y coaxiales que reparten la tensión entre el tubo de cobre y la brida de fijación, todo ésto sumergido totalmente en aceite dieléctrico. Fig. 1-22

Las tensiones de servicio para este tipo de boquillas están comprendidas desde los 30 KV hasta los 750 KV.

Fig. 1-22 Boquilla tipo condensador

- 1) Cuerpos de papel bakelita
- 2) Tubo metálico central
- 3) Brida de fijación
- 4) Aislador exterior de porcelana
- 5) Junta de unión
- 6) Cubierta exterior de estanqueidad
- 7) Junta de dilatación
- 8) Papel bakelita
- 9) Tornillo de degasificación
- 10) Borne de medida.



CAPITULO

II

CAPITULO II. TEORIA Y FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.

2.1. Inducción electromagnética.

En 1820, Oersted descubrió que la corriente que fluye en un conductor, desviaba la aguja de una brújula situada en su inmediata proximidad; lo que indica que a toda corriente eléctrica se encuentra invariablemente asociado un campo magnético. Este hecho hizo que muchos experimentadores, entre los que se encontraba Michael Faraday, supusieran que sería posible conseguir que un campo magnético produjese una corriente eléctrica, pero hasta 1831, después de once años de experimentos, no pudo demostrar Faraday que era cierta tal proposición inversa y, al hacerlo, estableció el principio de la inducción electromagnética.

El aparato que utilizó Faraday consistía en un anillo formado por una barra de hierro dulce sobre el que se habían devanado dos bobinas de hilo de cobre aislado "P" y "S", fig. 2-1. Al abrir y cerrar el interruptor que conectaba la bobina P con la batería, el galvanómetro G, conectado a la bobina S, mostraba una deflexión que era en un sentido al cerrar el interruptor y en el opuesto al abrirlo. Mientras la corriente en la bobina P permanecía constante, no se inducía corriente alguna en la bobina S.

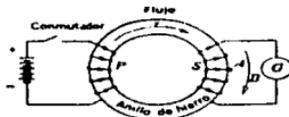


Fig. 2-1. Experimento de Faraday.

De lo anterior, podemos concluir que el desarrollo de una fuerza electromotriz (FEM), y una corriente inducidas en la bobina del secundario S, es el resultado de la variación del flujo magnético a causa de la excitación producida por la variación de corriente en la bobina del primario P. Por tanto, la energía se transfiere desde el primario al secundario mediante la intervención del flujo magnético que enlaza a ambos. A fin de que tal transferencia de energía sea continua, es evidente que el primario debe ser alimentado por una FEM y una corriente que se inviertan periódicamente, siendo igualmente evidente que la frecuencia de la alternancia de la FEM y corriente en el secundario ha de ser la misma que en el primario, por otra parte, su amplitud es proporcional al flujo que barre el secundario y al número de espiras de este último. Por tanto, la FEM del secundario puede ser mayor, igual o menor que la del primario; si es mayor, se trata de un transformador elevador; si es menor, es un transformador reductor, y si las tensiones del primario y secundario son iguales, se dice que es un transformador de relación de transformación de unidad.

Cualquiera de los devanados puede ser el primario, actuando entonces el otro como secundario. Por tanto, puede definirse mejor el primario diciendo que es el devanado que recibe la energía de la fuente de alimentación, mientras que el secundario es el devanado que proporciona energía a la carga, pero, generalmente, los devanados se designan como de alta tensión (A.T.) y baja tensión (B.T.), respectivamente.

De lo anterior, podemos concluir que el desarrollo de una fuerza electromotriz (FEM), y una corriente inducidas en la bobina del secundario S, es el resultado de la variación del flujo magnético a causa de la excitación producida por la variación de corriente en la bobina del primario P. Por tanto, la energía se transfiere desde el primario al secundario mediante la intervención del flujo magnético que enlaza a ambos. A fin de que tal transferencia de energía sea continua, es evidente que el primario debe ser alimentado por una FEM y una corriente que se inviertan periódicamente, siendo igualmente evidente que la frecuencia de la alternancia de la FEM y corriente en el secundario ha de ser la misma que en el primario, por otra parte, su amplitud es proporcional al flujo que barre el secundario y al número de espiras de este último. Por tanto, la FEM del secundario puede ser mayor, igual o menor que la del primario; si es mayor, se trata de un transformador elevador; si es menor, es un transformador reductor, y si las tensiones del primario y secundario son iguales, se dice que es un transformador de relación de transformación de unidad.

Cualquiera de los devanados puede ser el primario, actuando entonces el otro como secundario. Por tanto, puede definirse mejor el primario diciendo que es el devanado que recibe la energía de la fuente de alimentación, mientras que el secundario es el devanado que proporciona energía a la carga, pero, generalmente, los devanados se designan como de alta tensión (A.T.) y baja tensión (B.T.), respectivamente.

2.2 AUTO-INDUCTANCIA.

Si se hace pasar una corriente que está cambiando en un circuito dado, se crea un campo magnético ϕ ligado a dicho circuito, induciéndose una fuerza electromotriz en él.

Fig. 2-2.

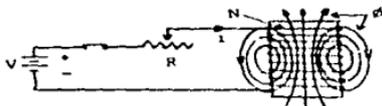


Fig. 2-2. Representación del flujo ϕ en un circuito eléctrico con núcleo de vacío o material no ferromagnético.

Considerando constante la permeabilidad, la fuerza electromotriz inducida es proporcional al cambio de la corriente:

$$E = -L \frac{di}{dt} \quad [\text{volts}] \quad (1)$$

Donde L es una constante de proporcionalidad llamada coeficiente de auto-inductancia del circuito; en el sistema M.K.S. su unidad es el Weber/ampere o el Henry.

Si la corriente es variable, el circuito tiene N espiras y todo el flujo ϕ atraviesa cada espira, se generará en el circuito por Ley de Faraday, una fuerza electromotriz de valor:

$$E = -N \frac{d\phi}{dt} \quad [\text{volts}] \quad (2)$$

Donde el producto $Nd\phi$ es el eslabonamiento de flujo constante del circuito.

La dirección de la FEM, por Ley de Lenz, será la que se muestra en la fig. 2-3. Donde se indica que la fuerza electromotriz generada se opondrá a la variación de la corriente que la produce, ésto es, limitará el valor de la misma.

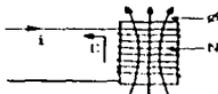


Fig. 2-3. Dirección de la FEM.

Por oponerse al paso de la corriente, a ésta E se le conoce como fuerza contra electromotriz, de ahí el signo negativo en la ecuación 2.

Combinando las ecuaciones 1 y 2 tenemos:

$$-L \frac{di}{dt} = -N \frac{d\phi}{dt}$$

De donde:

$$L = N \frac{d\phi}{di} = \frac{N\phi}{i} \quad (3)$$

En el sistema M.K.S:

$N\phi$ = weber/vuelta.

i = amperio.

L = Henry.

2.3 INDUCTANCIA MUTUA.

De acuerdo al circuito de la fig. 2-4, se hace circular una corriente variable i_1 por el circuito 1, produciendo un flujo magnético ϕ_1 compuesto por los flujos ϕ_d (flujo de dispersión) y ϕ_{21} (flujo mutuo) que enlaza a los circuitos 1 y 2

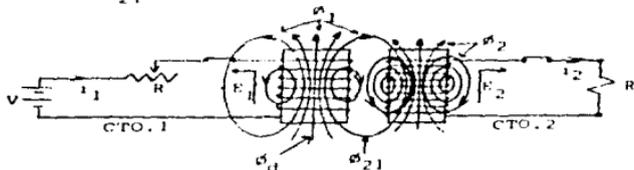


Fig. 2-4. Representación de los flujos mutuo y de dispersión

Por Ley de Faraday, en el circuito 1 se generará una fuerza contra electromotriz E_1 debida a la variación del flujo ϕ_1 , cuyo valor es:

$$E_1 = -N_1 \frac{d\phi_1}{dt} = -L_1 \frac{di_1}{dt} \quad (4)$$

En el circuito 2 se generará también una fuerza electromotriz E_2 debida a la variación de flujo enlazado ϕ_{21} , que por Ley de Faraday valdrá:

$$E_2 = -N_2 \frac{d\phi_{21}}{dt} = -L_{21} \frac{di_1}{dt} \quad (5)$$

Donde:

N_1 = número de espiras de la bobina del circuito 1.

N_2 = número de espiras de la bobina del circuito 2.

L_{21} = coeficiente de inducción mutua o inductancia mutua de los circuitos 1 y 2 acoplados magnéticamente.

De la ecuación 5 tenemos:

$$-N_2 \frac{d\phi_{21}}{dt} = -L_{21} \frac{di_1}{dt}$$

Resolviendo para L_{21}

$$N_2 \frac{d\phi_{21}}{dt} = L_{21} \frac{di_1}{dt}$$

$$N_2 d\phi_{21} = L_{21} di_1$$

Integrando: $N_2 \phi_{21} = L_{21} i_1 + \text{cte. de integración.}$

Si $\phi_{21} = 0$ cuando $i_1 = 0$, entonces la cte. de integración = 0

$$N_2 \phi_{21} = L_{21} i_1$$

$$L_{21} = \frac{N_2 \phi_{21}}{i_1} \quad (6)$$

La ec. 6, es la expresión de la inductancia mutua entre dos bobinas eslabonadas con aire como medio aislante, por lo que, el flujo y la corriente están relacionados directamente.

Cuando se tiene un conjunto de bobinas devanadas en un mismo núcleo de hierro, el flujo y la corriente no están relacionados directamente y la inductancia mutua está dada por la siguiente ecuación:

$$L_{21} = N_2 \frac{d\phi_{21}}{di_1} \quad (7)$$

2.4 EL TRANSFORMADOR Y SU ECUACION GENERAL.

Un transformador es un dispositivo que (1) transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, (2) lo hace sin cambio de frecuencia, (3) lo hace mediante el principio de inducción electromagnética y (4) tiene circuitos eléctricos que están enlazados por un circuito magnético común. La transferencia de energía por lo regular ocurre con un cambio de voltaje, aunque ésto no siempre es necesario.

La fig. 2-5 ilustra un transformador en el que se enlazan dos bobinas mediante un núcleo de acero laminado; la bobina que se conecta a la fuente de alimentación primaria es el primario, mientras que la bobina en la que se induce el voltaje de inducción mutua y que entrega energía a la carga, es el secundario.

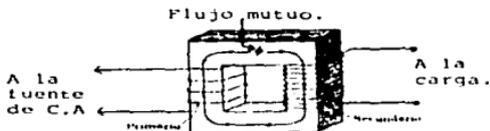


Fig. 2-5. Diagrama simple de un transformador.

Ya que son bajas las pérdidas en los transformadores (que consisten sólo de las pérdidas del acero y el cobre), la eficiencia es en extremo mayor en comparación con la de las máquinas eléctricas rotatorias, por otra parte, las bobinas pueden sumergirse en un tanque con aceite de alto grado aislante para operar a voltajes muy altos, si se desea.

La impedancia del devanado primario de un transformador es comparativamente alta. Si el devanado del secundario está en circuito abierto, esto es, si no hay transferencia de energía, el voltaje V_p provocará que fluya una corriente pequeña en el primario; esta corriente sin carga I_N tiene dos funciones: (1) Debe producir el flujo mutuo que varíe entre cero y $\pm \phi_m$, y (2) debe tener una componente que se encarque de las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas. Ya que el flujo mutuo cambia de amplitud y dirección, habrá creado una FEM inducida en el devanado secundario, designada por E_s , y una FEM inducida en el devanado primario E_p ; nótese que ambas FEM inducidas son creadas por el mismo flujo mutuo. La fig. 2-6 es un diagrama sencillo que ilustra los elementos ya descritos anteriormente. Ya que la corriente sin carga I_N en el primario es en extremo baja, del 2 al 10% de la corriente nominal, no habrá prácticamente caída de voltaje en el primario, bajo esta condición V_p casi es igual a E_p . También, no fluye corriente en el secundario; por ésto, el voltaje terminal del secundario es E_s sin carga.

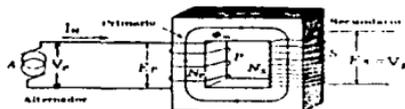


Fig. 2-6 Transformador monofásico con el secundario en circuito abierto.

Si se asume que la fem V_p es una onda senoidal, el flujo mutuo variará senoidalmente; bajo tal condición, los voltajes inducidos E_p y E_s también variarán senoidalmente. Ya que el voltaje inducido es igual a:

$$E_{\text{prom.}} = N \frac{d\phi_m}{dt} \times 10^{-8} \text{ [volts]} \quad (8)$$

De lo anterior, podemos concluir que:

$$E = 4.44Nf\phi_m \times 10^{-8} \text{ [volts]} \quad (10)$$

Siendo ésta la ecuación general del transformador, aplicándose por igual a los voltajes inducidos primarios y secundarios. Por eso:

$$E_p = 4.44N_p f \phi_m \times 10^{-8} \text{ volts.} \quad (11)$$

$$E_s = 4.44N_s f \phi_m \times 10^{-8} \text{ volts.} \quad (12)$$

Donde:

N_p = Número de espiras del primario.

N_s = Número de espiras del secundario.

2.5 RELACION DE VOLTAJE Y CORRIENTE EN LOS TRANSFORMADORES.

En referencia a las ecuaciones 11 y 12, es claro que los volts por vuelta son exactamente los mismos en el primario y en el secundario, ya que en ambos casos su valor es igual a $4.44f\phi_m \times 10^{-8}$; esto indica que en cualquier transformador, los voltajes inducidos en el primario y el secundario están relacionados entre sí por la relación del número de vueltas del primario y el secundario. Por eso:

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (13)$$

La ecuación 13 puede derivarse también al dividir la ecuación 11 entre la 12.

Los transformadores estacionarios son mucho muy eficientes dado que las únicas pérdidas son las que ocurren en los devanados de cobre (pérdidas por I^2R) y las del acero (pérdidas por histéresis y corrientes parásitas). Si se supone que la potencia de entrada al transformador es igual a su potencia de salida (eficiencia del 100%) y se consideran despreciables las pérdidas, entonces:

$$E_p I_p FP_p = E_s I_s FP_s \quad (14)$$

En general es cierto que el factor de potencia de la carga secundaria FP_s , prácticamente es igual al factor de potencia primario FP_p . Por ésto:

$$E_p \times I_p = E_s \times I_s \quad (15)$$

A partir de la ecuación 15 podemos deducir que:

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{I_s}{I_p} \quad (16)$$

De las ecuaciones 13 y 16 obtenemos:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{I_s}{I_p} \quad (17)$$

Esto es, la relación de voltajes E_p/E_s y la de vueltas N_p/N_s son proporcionales a la relación inversa de las corrientes I_s/I_p .

2.6 RELACION DE TRANSFORMACION.

La relación de vueltas del primario al secundario N_p/N_s , que es igual a la relación de voltajes inducidos del primario al secundario E_p/E_s (ec. 13), indica qué tanto se reduce o aumenta el voltaje del primario. A la relación de vueltas, o a la relación de voltajes inducidos se le conoce como relación de transformación, y se representa por "a", por eso:

$$a = \frac{N_p}{N_s} = \frac{E_p}{E_s} \quad (18)$$

Ya que el voltaje de entrada del primario V_p y el voltaje de carga del secundario V_s son aparentemente iguales a sus voltajes inducidos respectivos; la relación de sus voltajes terminales V_p/V_s se le llama con frecuencia la relación de transformación. La relación de transformación real (ec. 18), es constante, mientras que la relación V_p/V_s varía en un rango del 1 al 8%, dependiendo de la carga y su factor de potencia.

Cuando se reduce el voltaje del primario V_p a un voltaje secundario menor V_s , se dice que el transformador es reductor; y por el contrario, si se eleva el voltaje se dice que es elevador.

La relación de transformación en función de las corrientes I_p e I_s es:

$$\frac{1}{a} = \frac{I_p}{I_s} \quad (19)$$

2.7 POTENCIA EN UN TRANSFORMADOR IDEAL.

La potencia suministrada al transformador por el circuito primario está dada por la ecuación:

$$P_{ent} = V_p I_p \cos \theta_p \quad (20)$$

donde θ_p es el ángulo entre el voltaje y la corriente del primario. La potencia entregada por el secundario del transformador a la carga está dada por la ecuación:

$$P_{sal} = V_s I_s \cos \theta_s \quad (21)$$

donde θ_s es el ángulo entre el voltaje y la corriente del secundario. Como los ángulos del voltaje y de la corriente no sufren alteración en un transformador ideal, $\theta_p = \theta_s = \theta$. El primario y el secundario de un transformador ideal tienen el mismo factor de potencia. Aplicando las ecs. (18) y (19):

$$\begin{aligned} P_{sal} &= \frac{V_p}{n} n I_p \cos \theta \\ P_{sal} &= V_p I_p \cos \theta = P_{ent} \end{aligned} \quad (22)$$

Por consiguiente, la potencia que sale de un transformador ideal es igual a la potencia que entra por su primario. La misma relación se aplica para la potencia reactiva Q y para la potencia aparente S :

$$Q_{ent} = V_p I_p \sin \theta = V_s I_s \sin \theta = Q_{sal} \quad (23)$$

$$S_{ent} = V_p I_p = V_s I_s = S_{sal} \quad (24)$$

2.8 REACTANCIA DE DISPERSION.

En un transformador eléctrico, teóricamente todo el flujo que abraza el primario lo abraza también el secundario. En la práctica no es posible que esta condición se realice. Todo el flujo producido por el primario no lo abraza el secundario, sino que una parte del mismo completa su circuito magnético a través del aire, en lugar de hacerlo por el núcleo, como el ϕ , que se representa por ϕ_1 en la fig. 2-8, o sea que entre los planos "a" y "b" se produce una FEM debida a los amperios-vuelta del primario, estando el plano "a" a mayor potencial magnético que el "b" en el instante considerado.

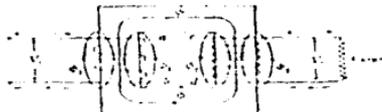


Fig. 2-8. Representación de los flujos común y dispersión en un transformador bajo carga.

Este flujo ϕ_1 se denomina flujo de dispersión del primario porque las espiras del secundario no abrazan el circuito magnético de ϕ_1 , que, por lo tanto, induce una FEM en el primario, pero no en el secundario.

Siempre que se induce un voltaje en la bobina de un devanado del transformador mediante un cambio de flujo a través de él, ese voltaje inducido se atrasa del flujo 90° eléctricos. Ya que el flujo y la corriente están frecuentemente en fase, se sigue que el voltaje inducido se atrasa de la corriente (que crea el flujo) por 90° eléctricos. La razón de esta re-

lación puede comprenderse al estudiar la fig. 2-9. Supóngase que una corriente senoidal en el primario excita al transformador, y en fase con ella, una onda senoidal de flujo; en el tiempo "a" el flujo es cero y crece a régimen máximo en una dirección positiva. Por ésto el voltaje inducido en la bobina será máximo y, por Ley de Lenz, estará en dirección negativa, de modo que se opondrá a un aumento de flujo, el punto "a'" en la onda de voltaje representa la FEM inducida en la bobina en el instante "a".

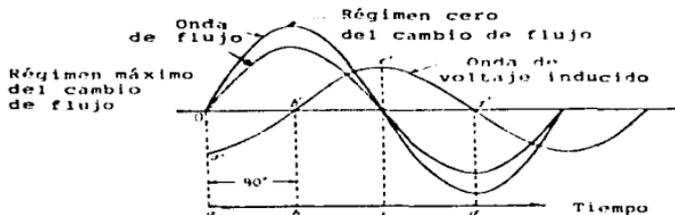


Fig. 2-9. Ondas senoidales de corriente, flujo y voltaje inducido en una bobina.

En el tiempo "b" el régimen de cambio del flujo es cero; bajo esta condición, la FEM inducida será cero; el punto "b'" en la onda de voltaje representará al voltaje en el tiempo "b". En el tiempo "c" de nuevo es cero el flujo y crece a régimen máximo, pero en dirección negativa; en este instante, el voltaje inducido en la bobina será máximo, pero también por Ley de Lenz, en dirección positiva; el punto "c'" en la onda de voltaje representa al voltaje en el tiempo "c". Finalmente en el tiempo "d" el régimen de cambio de flujo es cero y de nuevo la FEM inducida será cero; el punto "d'" en la onda de voltaje representa al voltaje en el tiempo "d".

Supóngase ahora que la corriente secundaria crea un flujo de fuga, es decir, un flujo que está en fase con la corriente y se enlaza solamente con el devanado secundario. Ya que este flujo varía senoidalmente, inducirá un voltaje senoidal atrasado del flujo de fuga (o de la corriente secundaria) que lo crea por 90° eléctricos; por esto su valor eficaz reaccionará con la FEM inducida en el secundario E_s . En otras palabras, el devanado secundario debe desarrollar una FEM inducida que no sólo proporcione un voltaje terminal V_s a la carga, sino que también se encargue de las caídas de tensión internas, que son: La caída debida a resistencia -caída $I_s r_s$ - y como se indicó, la caída por reactancia de fuga -caída $I_s X_s$ - que resulta de la presencia del flujo de fuga. Y por supuesto las tres componentes del voltaje secundario V_s , $I_s r_s$ e $I_s X_s$ se suman vectorialmente para producir la FEM secundaria desarrollada, aunque depende de la magnitud y el carácter del factor de potencia de la carga (atrasado o adelantado), la caída por reactancia de fuga puede intentar reducir o elevar el voltaje terminal.

2.9 DIAGRAMAS VECTORIALES.

2.9.1. Diagrama vectorial del transformador sin carga.

Considerando un transformador que trabaja en vacío, es decir, sin ninguna carga conectada a su devanado secundario. Fig. 2-10.

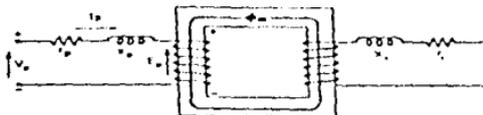


Fig. 2-10 Diagrama esquemático de un transformador en vacío.

En su diagrama vectorial, E_p es el voltaje inducido en el devanado primario, en fase se encuentra el voltaje inducido en el devanado secundario E_s (de menor magnitud por considerar que es un transformador reductor), 90° atrás de la corriente de excitación I_{exc} , y en fase con ésta el flujo muto ϕ_m que induce los voltajes primario y secundario, fig. 2-11.

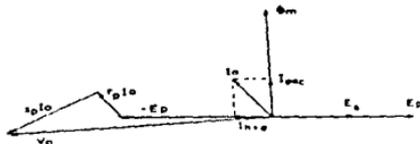


Fig. 2-11 Diagrama vectorial de un transformador sin carga.

$-E_p$ es un voltaje de igual magnitud que E_p pero defasado 180° y es uno de los vectores componentes del voltaje terminal en el devanado primario V_p , en fase con $-E_p$ se encuentra la corriente I_{h+e} . Las caídas de voltaje $I_o r_p$ e $I_o X_p$, sumadas con $-E_p$ nos dan el voltaje terminal V_p .

Donde:

I_o = corriente en vacío.

I_{h+e} = corriente combinada por histéresis y Efecto Eddy.

$I_o r_p$ = caída por resistencia en el primario.

$I_o X_p$ = caída por reactancia en el primario.

2.9.2. Diagrama vectorial del transformador con carga.

Se dice que el transformador opera con carga cuando su circuito secundario se cierra con cierta Z de tal manera que circula una corriente nominal I_R .

En la fig. 2-12, V_R es el voltaje en las terminales del devanado secundario. Como se tiene carga conectada circula una corriente I_R que origina caídas de voltaje $I_R R_S$ e $I_R X_S$, debidas a la resistencia y reactancia del devanado secundario. Estas caídas de voltaje sumadas a V_R nos dan el voltaje inducido E_S , en fase se encuentra el voltaje inducido en el devanado primario E_P . La corriente I_R se encuentra atrasada un cierto ángulo θ_S respecto al voltaje V_R .

θ_S es el ángulo cuyo coseno representa el factor de potencia de la carga.

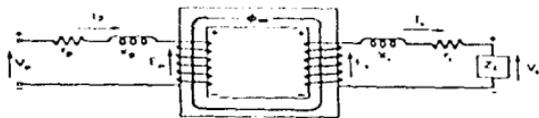


Fig. 2-12 Diagrama esquemático de un transformador con carga.

Para obtener el voltaje entre terminales del devanado primario, defasamos 180° a E_P y obtenemos el vector $-E_P$, que es uno de los componentes; además, la corriente en el primario va a tener como componentes la corriente I_S/a defasada 180° de I_S e I_O , esta corriente primaria I_P da origen a las caídas de voltaje $I_P R_P$ e $I_P X_P$, que sumadas a $-E_P$ nos dan el voltaje en terminales V_P .

La carga conectada al transformador puede tener factor de potencia atrasado, factor de potencia unitario o factor de potencia adelantado.

De acuerdo al tipo de carga, existe un diagrama vectorial del transformador para cada caso:

A) Diagrama vectorial del transformador con carga y factor de potencia atrasado.

La carga Z_L conectada al devanado secundario, es del tipo inductivo, ésto es, la corriente de carga $I_S = I_L$, está atrasada un ángulo θ_S con respecto al voltaje V_S . Fig. 2-13.

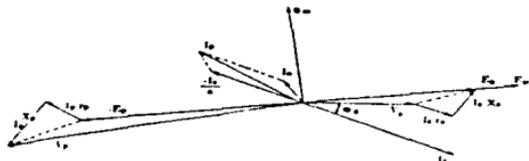


Fig. 2-13 Diagrama vectorial del transformador con carga y factor de potencia atrasado.

B) Diagrama vectorial del transformador con carga y factor de potencia unitario.

La carga Z_L es puramente resistiva, por lo que la corriente I_S , se encuentra en fase con el voltaje V_S del secundario. Fig. 2-14.



Fig. 2-14 Diagrama vectorial del transformador con carga y factor de potencia unitario.

C) Diagrama vectorial del transformador con carga y factor de potencia adelantado.

El diagrama vectorial de la fig. 2-15 representa el caso de carga capacitiva, adelantando la corriente I_S al voltaje V_S del secundario.



Fig. 2-15 Diagrama vectorial del transformador con carga y factor de potencia adelantado.

De las figuras 2-13 y 2-15 se observa que la tensión V_S en bornes del secundario se hace mayor cuando la carga es capacitiva que cuando es inductiva.

2.10 RESISTENCIA, REACTANCIA E IMPEDANCIA EQUIVALENTES.

Al realizar los cálculos de regulación de voltaje en los transformadores, se recomienda considerar las caídas de voltaje por resistencia y reactancia que en realidad se presentan en el primario y en el secundario en un valor sencillo de IR y otra de IX ; obviamente, ésto no puede hacerse por simples sumas lineales para cada componente, porque un conjunto de caídas de tensión se presenta en el primario y otro en el secundario. Un método para simplificar los cálculos es usar la idea de un transformador que tiene una relación de transformación "a" que puede convertirse en una relación de 1:1. Al hacer esta conversión, pueden sumarse directamente las caídas IR e IX primarias y secundarias.

Considerando la fig. 2-16(a) que muestra el diagrama fasorial de una carga con factor de potencia atrasado, reduce los voltajes primarios al dividirlos entre "a" (se supone por conveniencia un transformador reductor), el paso siguiente es alterar el arreglo de los diversos voltajes, pero no los valores iniciales y finales fig. 2-16(b).

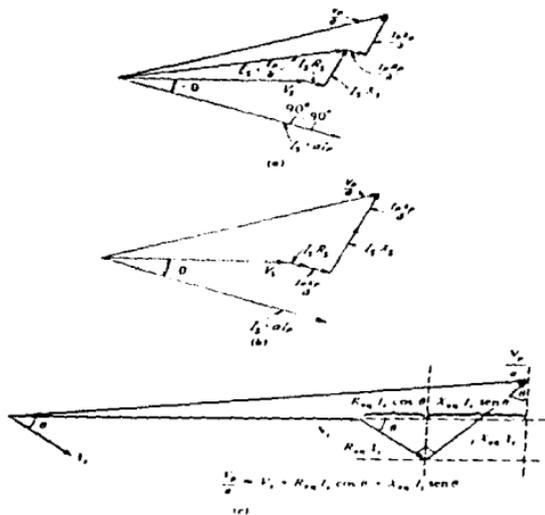


Fig. 2-16 Diagramas fasoriales para una carga con factor de potencia atrasado, que muestra la simplificación de un diagrama complejo al usar los valores de resistencia y reactancia equivalentes.

Ya que ahora $I_p = I_s/a$, puede hacerse las siguientes sustituciones:

Para las caídas por resistencia

$$(\vec{I}_s R_s) + \left(\frac{\vec{I}_s R_p}{a} \right)$$

$$s = \frac{I_s}{I_p} \quad I_p = \frac{I_s}{a}$$

$$\begin{aligned} (\vec{I}_s R_s) + \left(\frac{\vec{I}_s \cdot R_p}{a} \right) &= \vec{I}_s R_s + \vec{I}_s \frac{R_p}{a^2} \\ &= \vec{I}_s \left(R_s + \frac{R_p}{a^2} \right) \end{aligned}$$

El valor óhmico dentro del paréntesis es conocido como resistencia equivalente en términos del secundario, denotado por:

$$R_{s'} = R_s + \frac{R_p}{a^2} \quad (25)$$

Para las caídas por reactancia se tiene:

$$\begin{aligned} (\vec{I}_s X_s) + \left(\frac{\vec{I}_s X_p}{a} \right) \\ (\vec{I}_s X_s) + \left(\frac{\vec{I}_s \cdot X_p}{a} \right) &= \vec{I}_s X_s + \vec{I}_s \frac{X_p}{a^2} \\ &= \vec{I}_s \left(X_s + \frac{X_p}{a^2} \right) \end{aligned}$$

El término dentro del paréntesis es conocido como reactancia equivalente en términos del secundario.

$$X_{s'} = X_s + \frac{X_p}{a^2} \quad (26)$$

Ya que la resistencia y la reactancia tienen propiedades que se representan separadas por 90°, su vector suma guarda la misma relación a las partes que la hipotenusa de un triángulo rectángulo guarda con los lados restantes. El término que por lo general se usa para el vector suma de R y X es la impedancia Z, por ésto, para el transformador la impedancia equivalente en términos del secundario es:

$$Z_e = \sqrt{R_e^2 + X_e^2} \quad (27)$$

El análisis de ésto conduce al diagrama fasorial simplificado de la fig. 2-16c. Nótese que combina las caídas por resistencia y reactancia en fasores sencillos de modo que pueden hacerse más fácilmente los cálculos para la regulación. Y en la misma forma puede mostrarse que la resistencia y reactancia equivalentes R_e y X_e pueden expresarse en términos del primario como sigue:

$$\begin{aligned} \vec{I}_p R_p + a \vec{I}_s R_s &= \vec{I}_p R_p + a(a \vec{I}_p R_s) \\ &= \vec{I}_p R_p + a^2 \vec{I}_p R_s \\ &= \vec{I}_p (R_p + a^2 R_s) \end{aligned}$$

El valor óhmico dentro del paréntesis es conocido como resistencia equivalente del transformador en términos del primario denotada por:

$$R_{eq} = R_p + a^2 R_s \quad (28)$$

De igual forma se obtiene la expresión para la reactancia equivalente en términos del primario.

$$X_{e1} = X_1 + a^2 X_2 \quad (29)$$

Para la impedancia equivalente en términos del primario:

$$Z_{e1} = \sqrt{R_{e1}^2 + X_{e1}^2} \quad (30)$$

Los valores de resistencia, reactancia e impedancia equivalentes en términos del secundario están relacionados con los respectivos valores en términos del primario como a continuación se describe:

$$\begin{aligned} a^2 R_{e1} &= R_{e2} \\ a^2 X_{e1} &= X_{e2} \\ a^2 Z_{e1} &= Z_{e2} \end{aligned} \quad (31)$$

En algunos casos es necesario expresar las caídas de voltaje del transformador en porcentaje, para ello se cuenta con las siguientes expresiones en términos del secundario:

$$\% I_2 R_{e2} = \frac{I_2 R_{e2}}{V_2} \times 100 \quad (32)$$

$$\% I_2 X_{e2} = \frac{I_2 X_{e2}}{V_2} \times 100 \quad (33)$$

$$\% I_2 Z_{e2} = \frac{I_2 Z_{e2}}{V_2} \times 100 \quad (34)$$

así mismo:

$$\% I_1 R_{e1} = \frac{I_1 R_{e1}}{V_1} \times 100 \quad (35)$$

$$\% I_1 X_{e1} = \frac{I_1 X_{e1}}{V_1} \times 100 \quad (36)$$

$$\% I_1 Z_{e1} = \frac{I_1 Z_{e1}}{V_1} \times 100 \quad (37)$$

de las ecuaciones (31) se deduce:

$$\begin{aligned} \% I_p R_{22} &= \% I_p R_{11} \\ \% I_p X_{22} &= \% I_p X_{11} \\ \% I_p Z_{22} &= \% I_p Z_{11} \end{aligned} \quad (38)$$

por consiguiente:

$$\begin{aligned} \% I_p R_{22} - \% I_p R_{11} &= \% R \\ \% I_p X_{22} - \% I_p X_{11} &= \% X \\ \% I_p Z_{22} - \% I_p Z_{11} &= \% Z \end{aligned} \quad (39)$$

2.11 EL CIRCUITO EQUIVALENTE.

Al analizar dispositivos en Ingeniería Eléctrica se acostumbra representarlos mediante un circuito equivalente adecuado. En esta forma se facilita un análisis y diseño adicional así como la precisión de los cálculos mediante la aplicación directa de las técnicas de la teoría de los circuitos eléctricos.

En nuestro caso, tal circuito equivalente es útil para la resolución de problemas relacionados con el rendimiento y la regulación de tensión de un transformador.

Es posible construir un circuito equivalente que contenga las principales imperfecciones del transformador real. Cada una será analizada separadamente, y sus efectos serán incluidos en dicho modelo.

El efecto más sencillo de ilustrar es la pérdida en el cobre, la cual se representa colocando una resistencia R_p en el circuito primario, y otra resistencia R_s en el circuito secundario del transformador.

La corriente de excitación I_{exc} , es proporcional (en la región no saturada del núcleo) al voltaje aplicado, y se atrasa 90° de éste; por lo tanto, puede representarse por una reactancia X_m entre las terminales de la fuente de alimentación. La corriente de pérdidas en el núcleo I_{h+c} es proporcional al voltaje aplicado y está en fase con éste, razón por la cual es posible representarla por una resistencia R_c entre los terminales de la fuente primaria.

La fig. 2-17 muestra el circuito equivalente resultante. Nótese que los elementos que conforman la rama de magnetización aparecen ubicados más internamente que la resistencia R_p y la reactancia X_p del primario. Lo anterior se debe a que el voltaje que realmente se aplica al núcleo es igual al aplicado al primario menos las caídas internas en el mismo arrollamiento.

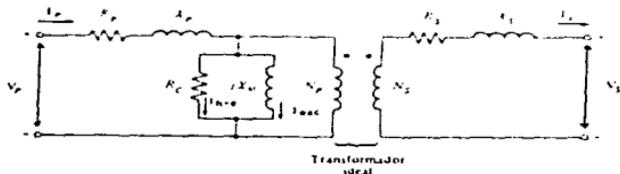


Fig. 2-17 Circuito equivalente del transformador real.

A pesar de que la figura anterior representa un modelo preciso del transformador, normalmente es necesario convertir este modelo en un circuito equivalente de un único nivel de tensión. Por lo tanto, en algunos casos, para la resolución de problemas es necesario referir el circuito equivalente al primario fig. 2-18.

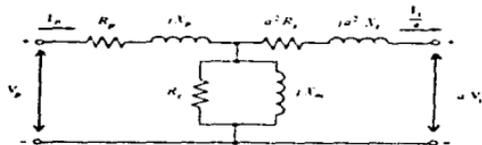


Fig. 2-18 Circuito equivalente del transformador referido al primario.

Y en otros casos es necesario referirlo al secundario.
 Fig. 2-19.

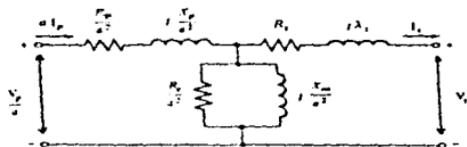


Fig. 2-19 Circuito equivalente del transformador referido al secundario.

2.12 CIRCUITO EQUIVALENTE APROXIMADO.

Los diferentes modelos de transformadores encontrados hasta este momento son a menudo más complicados de lo necesario para lograr buenos resultados en aplicaciones prácticas en Ingeniería. Uno de los principales obstáculos que presentan, es el hecho de que la rama de excitación da lugar a un nuevo nodo del circuito, complicando más de lo indicado la solución del mismo.

Por la rama de excitación circula una corriente muy pequeña comparada con la corriente de carga; de hecho, es tan pequeña, que bajo condiciones normales ocasiona caídas de voltaje completamente despreciables en R_p y en X_p . Por lo tanto, es posible hallar un circuito equivalente simplificado transportando la rama de excitación a la entrada del transformador, quedando conectadas en serie las impedancias del primario y secundario. Al sumar estas impedancias resultan los circuitos equivalentes aproximados de las figs. 2-20a y b.



Fig. 2-20 Circuitos equivalentes aproximados del transformador:
 a) referido al primario
 b) referido al secundario.

En algunas aplicaciones, la rama de magnetización puede despreciarse completamente sin causar error apreciable. En estos casos el circuito equivalente del transformador queda reducido al circuito de las figs. 2-21a y b.

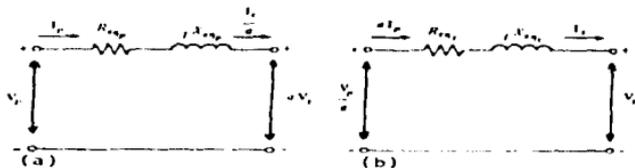


Fig. 2-21 Circuitos equivalentes aproximados del transformador.

- a) sin rama de magnetización referido al primario.
 b) sin rama de magnetización referido al secundario.

Al aplicar la Ley de voltajes de Kirchhoff al circuito de la fig. 2-21b resulta:

$$\frac{V_p}{a} = V_s + R_p I_p + jX_p I_p \quad (40)$$

ESTA TESIS NO DEBE
 SALIR DE LA BIBLIOTECA

2.13 DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DEL CIRCUITO EQUIVALENTE.

Para determinar experimentalmente las constantes del circuito equivalente sólo se requiere llevar a cabo dos tipos de pruebas:

1. La prueba de circuito abierto, que determina los parámetros de la rama de magnetización.
2. La prueba de corto circuito, que determina el valor de la impedancia de dispersión de los devanados primario y secundario.

2.13.1 El ensayo en circuito abierto.

En esta prueba se deja el arrollamiento secundario del transformador en circuito abierto, mientras le es aplicado al primario el voltaje nominal. Retomando la fig. 2-18 se puede ver que, bajo las condiciones descritas, toda la corriente que se consume debe circular por la rama de magnetización del transformador. Los elementos en serie R_p y X_p son tan pequeños comparados con R_c y X_m que producen unas caídas de voltaje despreciables, así que prácticamente todo el voltaje de alimentación queda aplicado sobre la rama de magnetización.

Las conexiones para efectuar esta prueba están indicadas en la fig. 2-22. Se aplica el voltaje nominal al primario del transformador, y se toman lecturas del voltaje aplicado, la corriente y la potencia consumidas. Con esta información, es posible calcular el factor de potencia de la corriente y, por lo tanto, la magnitud y el ángulo de la impedancia de magnetización.

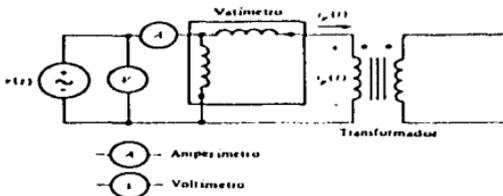


Fig. 2-22 Diagrama de conexiones para la prueba del transformador en circuito abierto.

En función de las lecturas corregidas de los instrumentos de medición, la forma más simple de calcular los valores de R_C y X_M es observar primero la admitancia de la rama de magnetización.

La conductancia de la resistencia de pérdidas del núcleo es:

$$G_c = \frac{1}{R_c} \quad (41)$$

y la susceptancia de la inductancia de magnetización es:

$$B_M = \frac{1}{X_M} \quad (42)$$

Como estos dos elementos están en paralelo, sus admitancias se suman, y la admitancia total de excitación es:

$$Y_e = G_c + jB_M \quad (43)$$

$$= \frac{1}{R_C} + j \frac{1}{X_M} \quad (44)$$

La magnitud de la admitancia de magnetización (referida al circuito primario) se calcula a partir del voltaje y de la corriente del ensayo de circuito abierto:

$$|Y_m| = \frac{I_{0a}}{V_{0a}} \quad (45)$$

El ángulo de la admitancia se halla conociendo el factor de potencia (FP) en circuito abierto, dado por:

$$PF = \cos \theta = \frac{P_{0a}}{V_{0a} I_{0a}} \quad (46)$$

y el ángulo θ del factor de potencia está dado por:

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P_{0a}}{V_{0a} I_{0a}} \quad (47)$$

En un transformador real, este factor de potencia siempre está retardado, así que el ángulo de la corriente siempre atraza en θ grados el ángulo del voltaje. Por lo tanto la admitancia Y_E es:

$$\begin{aligned} Y_E &= \frac{I_{0a}}{V_{0a}} \angle -\theta \\ &= \frac{I_{0a}}{V_{0a}} \angle -\cos^{-1} PF \end{aligned} \quad (48)$$

Comparando las ecuaciones (44) y (48), es posible determinar los valores de R_C y X_M directamente a partir de los datos del ensayo de circuito abierto.

$$\frac{1}{R_C} + \frac{1}{X_M} = \frac{I_{0K}}{E_{0K}} Z = \cos^{-1} P \quad (49)$$

2.13.2 El ensayo en corto circuito.

En esta prueba, los terminales del secundario del transformador son puestos en corto circuito, y el primario se alimenta de una fuente de muy bajo voltaje, tal como se indica en la fig. 2-23. El voltaje de alimentación se ajusta de manera que circule la corriente nominal por el arrollamiento cortocircuitado, tomándose las lecturas de voltaje, corriente y potencia que entran al transformador.

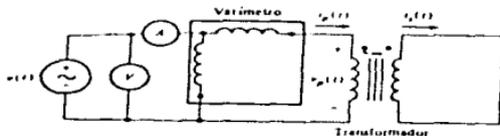


Fig. 2-23 Diagrama de conexiones para la prueba del transformador en corto circuito.

Como el voltaje de alimentación es tan bajo durante el ensayo, por la rama de magnetización fluiría una corriente muy pequeña. Si se desprecia esta corriente, toda la caída de voltaje del transformador puede atribuírsele a los elementos en serie del circuito.

La magnitud de las impedancias serie referidas al primario del transformador es:

$$|Z_M| = \frac{V_M}{I_M} \quad (50)$$

El factor de potencia está dado por:

$$PF = \cos \theta = \frac{P_M}{V_M I_M} \quad (51)$$

y está atrasado. Por consiguiente, el ángulo de la corriente es negativo y el ángulo de toda impedancia es positivo:

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P_M}{V_M I_M} \quad (52)$$

por lo tanto,

$$Z_M = \frac{V_M \angle 0^\circ}{I_M \angle -\theta} = \frac{V_M}{I_M} \angle \theta \quad (53)$$

La impedancia serie Z_{SE} es igual a:

$$\begin{aligned} Z_M &= R_{eq} + jX_{eq} \\ &= (R_p + a^2 R_s) + j(X_p + a^2 X_s) \end{aligned} \quad (54)$$

Además:

$$R_{eq} = \frac{P_M}{I_M^2} \quad (55)$$

$$X_{eq} = \frac{V_M}{I_M} \quad (56)$$

$$X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2} \quad (57)$$

2.14 EL SISTEMA POR UNIDAD.

Existe una forma de resolver circuitos que incluyen transformadores, la cual elimina la necesidad explícita de convertir los niveles de tensión en cada transformador del sistema. En lugar de ello, las conversiones se manejan automáticamente por el método mismo, sin que el operador deba preocuparse por las transformaciones de las impedancias; siendo posible resolver fácilmente circuitos que contienen varios transformadores con una menor cantidad de operaciones. Este método de cálculo es conocido como sistema por unidad (pu).

En un sistema por unidad basado en los valores nominales del equipo, las impedancias de máquinas y transformadores varían dentro de rangos muy estrechos. Esta propiedad puede servir para comprobar la solución de los problemas.

En el sistema por unidad, los voltajes, corrientes, potencias, impedancias y otras magnitudes eléctricas no se expresan en las unidades normales del Sistema Internacional de Unidades (voltios, amperios, vatios, ohms, etc.), sino como una fracción decimal de un valor tomado como base. Cualquier magnitud puede ser expresada en por unidad de una base mediante la ecuación:

$$\text{Magnitud en por unidad} = \frac{\text{magnitud real}}{\text{valor base correspondiente}} \quad (58)$$

donde "magnitud real" es un valor en voltios, amperios, etc.

Se acostumbra seleccionar dos magnitudes base para definir un sistema por unidad, y para ello, se toman el voltaje y la potencia o la potencia aparente. Una vez seleccionados dichos valores, las restantes magnitudes base quedan ligadas con ellos mediante las leyes comunes de los circuitos. En un sistema monofásico las relaciones son:

$$P_{base} = Q_{base} = 0, S_{base} = V_{base} I_{base} \quad (59)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} \quad (60)$$

$$Y_{base} = \frac{I_{base}}{V_{base}} \quad (61)$$

$$Z_{base} = \frac{(V_{base})^2}{S_{base}} \quad (62)$$

En un sistema de potencia, el voltaje y la potencia base se seleccionan en un punto específico del sistema.

Los transformadores no afectan la magnitud de la potencia aparente base del sistema, puesto que en ellos la potencia aparente es igual en la entrada y en la salida. Sin embargo, el voltaje sí cambia al pasar por un transformador, de tal suerte que la magnitud de V_{base} varía con la relación de espiras de cada transformador del sistema. Como las magnitudes base cambian al pasar por un transformador, el proceso de referenciar las cantidades a un único nivel de tensión se realiza automáticamente durante la conversión a por unidad.

Debido a que los valores en por unidad proporcionan una forma conveniente y sencilla para comparar las características de los transformadores aún de tamaños diferentes, en la placa de características de cada transformador figura el valor de su impedancia equivalente expresada en por unidad o en porcentaje. Los mismos conceptos son aplicables a las máquinas sincrónicas y de inducción; sus impedancias expresadas en por unidad fluctúan en un rango estrecho de valores, aún para grandes variaciones de tamaño.

Si un sistema contiene más de una máquina y un transformador, las magnitudes base pueden seleccionarse arbitrariamente, pero debe usarse la misma para todo el sistema. La práctica más común consiste en tomar como bases para el sistema las pertenecientes al mayor elemento de dicho sistema.

Las magnitudes en por unidad sobre otra base pueden ser convertidas a la nueva base llevándolas primero a magnitudes reales (voltios, amperios, etc.), como etapa intermedia. No obstante, también pueden convertirse directamente mediante:

$$(P, Q, S)_{\text{por } S_{\text{base } 2}} = (P, Q, S)_{\text{por } S_{\text{base } 1}} \frac{S_{\text{base } 1}}{S_{\text{base } 2}} \quad (63)$$

$$V_{\text{por } S_{\text{base } 2}} = V_{\text{por } S_{\text{base } 1}} \frac{V_{\text{base } 1}}{V_{\text{base } 2}} \quad (64)$$

$$(R, X, Z)_{\text{por } S_{\text{base } 2}} = (R, X, Z)_{\text{por } S_{\text{base } 1}} \frac{(V_{\text{base } 1})^2 (S_{\text{base } 1})}{(V_{\text{base } 2})^2 (S_{\text{base } 2})} \quad (65)$$

2.15 REGULACION DE VOLTAJE.

Debido a que un transformador real contiene impedancias en serie, el voltaje secundario de un transformador varía con la carga, así el voltaje de alimentación permanezca a tensión constante. Para fines de comparación de este efecto entre diferentes transformadores, se ha definido el coeficiente de regulación de voltaje (VR). La regulación de voltaje a plena carga es una magnitud que compara el voltaje entregado por el transformador en vacío con el voltaje entregado a plena carga, definida por:

$$VR = \frac{V_{sc} - V_{sp} \cdot 100\%}{V_{sp}} \quad (66)$$

Como en vacío $V_S = V_P/a$, la regulación de voltaje puede expresarse

$$VR = \frac{I_p a - V_{sp} \cdot 100\%}{V_{sp}} \quad (67)$$

Cuando el circuito equivalente del transformador se expresa en por unidad, la regulación de voltaje se calcula como:

$$VR = \frac{I_p a - V_{sp} \cdot 100\%}{V_{sp}} \quad pu \quad (68)$$

En algunas aplicaciones se acostumbra conveniente lograr una regulación de voltaje tan pequeña como sea posible. En un transformador ideal $VR=0$ por ciento. Sin embargo, no siempre es aconsejable tener baja regulación de voltaje: A veces se utilizan en un sistema transformadores de alta regulación de voltaje con el objeto de reducir las corrientes de falla.

2.16 PERDIDAS EN EL TRANSFORMADOR.

En la operación de cualquier dispositivo o sistema físico pasivo, se requiere más potencia en las terminales de entrada que la que se obtiene en las terminales de salida. La diferencia entre las potencias de salida y entrada, se llama pérdida de potencia. Las pérdidas de potencia que ocurren en los transformadores son:

2.16.1 Pérdidas en el cobre (I^2R).

Son tomadas como el producto del cuadrado de la corriente eficaz en un devanado por la resistencia efectiva del mismo. Se usa el término resistencia efectiva o resistencia a corriente alterna debido a que la resistencia aparente con frecuencia es mucho mayor que la resistencia a C.C. Las razones para este aumento de resistencia son (1) la distribución de densidad de corriente no es uniforme a través del conductor, y (2) la pérdida en el núcleo asociada con el flujo de dispersión puesto que una parte de la trayectoria de este flujo está en el núcleo de acero. Esta pérdida de energía normalmente se especifica a una temperatura promedio de devanado de 75°C.

$$P_{cu} = I_a^2 R_{e,c} \quad (69)$$

2.16.2 Pérdidas por histéresis.

Es originada por las propiedades magnéticas de los materiales ferrosos, y es la cantidad de energía proporcional al área del ciclo de histéresis para lograr la reorientación de los dominios durante cada ciclo de la corriente alterna aplicada al núcleo.

La pérdida por histéresis varía con la frecuencia y la densidad del flujo, representada solamente por una relación basada en datos experimentales. Expresada por:

$$P_h = K_h^x / B_{máx}^x \quad (70)$$

donde:

P_h = pérdida total por histéresis expresada en Watts.

K_h = constante de proporcionalidad que depende de la calidad del acero.

V = volumen del núcleo.

f = frecuencia en Ciclos/seg.

$B_{máx}$ = es la densidad de flujo máxima eficaz expresada en Maxwells/cm².

x = exponente de Steinmetz, que cuenta con un rango de valores desde 1.7 hasta 2.5 para los aceros al silicio.

2.16.3. Pérdidas por corrientes parásitas.

Un flujo variable en el tiempo induce voltajes dentro de un núcleo ferromagnético, de la misma forma que lo hace en una bobina devanada alrededor de él. Estos voltajes originan remolinos de corriente que fluyen dentro del núcleo, similares a los que se observan desde la ribera de un río. La forma de estas corrientes da origen a su nombre de "corrientes de remolino". Estas corrientes fluyen en un material resistivo (el hierro del núcleo) y por lo tanto disipan energía. Las pérdidas de energía se manifiestan por calentamiento del hierro del núcleo.

La cantidad de energía perdida a causa de las corrientes de remolino (o corrientes parásitas) es proporcional a la longitud de la trayectoria seguida dentro del núcleo. Por esta razón, cuando un núcleo ferromagnético va a estar expuesto a flujos alternos, se acostumbra construirlo laminado con varias capas delgadas. Entre capa y capa se coloca una resina aislante para que las trayectorias de las corrientes parásitas queden limitadas a áreas muy pequeñas. Las capas de aislante deben ser suficientemente delgadas para reducir las pérdidas por corrientes de remolino sin disminuir las propiedades magnéticas del núcleo.

En general, la expresión analítica para las pérdidas por corrientes parásitas es muy complicada y por lo tanto, difícil de trabajar con ella. Bajo las condiciones usuales de frecuencia de máquina y densidad de flujo, la siguiente expresión produce buenos resultados si la constante de proporcionalidad K_e se obtiene de datos experimentales apropiados.

$$P_e = K_e V^2 f^2 B_{\text{máx.}}^2 \quad (71)$$

donde:

P_e = pérdida total por corrientes parásitas o corriente de Eddy.

V = volumen del núcleo.

f = frecuencia en ciclos/seg.

$B_{\text{máx.}}$ = es la densidad de flujo máxima eficaz expresada en Maxwells/cm².

L = espesor de las láminas, normal a la dirección del campo magnético.

De las ecuaciones (70) y (71) se deduce:

$$\text{Pérdida en el núcleo} = P_c + P_w \quad (72)$$

Con tensión constante, el flujo común de un transformador es prácticamente constante desde la marcha en vacío hasta la plena carga, y suele variar entre el 1 y el 3%.

La pérdida en el núcleo es, por lo tanto, prácticamente constante a todas las cargas y puede determinarse mediante:

$$P_{\text{núcleo}} = \frac{(V_p \cdot a)^2}{R_c} \quad (73)$$

2.17 EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR.

Cuando el secundario de un transformador entrega energía a una carga, se proporciona una cantidad equivalente al primario por la fuente de C.A.; por lo general, la potencia de salida se entrega a un voltaje diferente al de la fuente. En adición a esta potencia de entrada útil que se transfiere a la carga por la transformación, la fuente de C.A. debe alimentar al transformador con potencia suficiente para ocuparse de las pérdidas, entonces obviamente, la potencia de salida es menor que la potencia de entrada por la magnitud de estas pérdidas, implicando que la eficiencia del transformador siempre sea menor al 100%.

Las pérdidas correspondientes a la temperatura de trabajo de 75°C están formadas por las pérdidas de histéresis y por corrientes parásitas en el núcleo y las pérdidas en el cobre de los devanados; las pérdidas mecánicas que se encuentran en otros tipos de máquinas electromagnéticas no existen aquí, puesto que no hay partes móviles. Por tanto, el rendimiento de los transformadores es en general muy elevado, siendo mayor en unidades de grandes características nominales que en las pequeñas. La eficiencia de un transformador se define mediante:

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{P_{sal}}{P_{ent}} \times 100\% \\ &= \frac{P_{sal}}{P_{sal} + P_{pérd}} \times 100\% \\ \eta &= \frac{V_2 I_2 \cos \theta}{P_{Cu} + I_{nucleo}^2 R + V_2 I_2 \cos \theta} \times 100\% \end{aligned} \quad (74)$$

2.18 EFICIENCIA MÁXIMA.

En el análisis de operación de un transformador conforme aumenta la carga de cero a la potencia de salida nominal se notará que la eficiencia aumenta hasta un máximo y después tiende a decrecer; esto es porque los cálculos de eficiencia para valores que aumentan progresivamente de carga que crecen linealmente implica dos clases de pérdidas, es decir, las pérdidas del acero que substancialmente son constantes y las pérdidas del cobre que aumentan conforme al cuadrado de la carga; en efecto, puede mostrarse que debido a estas relaciones, la eficiencia de un transformador es máxima cuando las pérdidas del cobre son iguales a las pérdidas del acero, de acuerdo a la ecuación:

$$P_n = (I_s)^2 R_{eq} \quad (75)$$

De la ecuación anterior se deduce el valor de la intensidad de carga del secundario para el que se consigue el rendimiento máximo.

$$I_s = \sqrt{P_n / R_{eq}} \quad (76)$$

Los KVA para la eficiencia máxima se obtienen de:

$$KVA_{efm\acute{a}x} = KVA_{nom} \sqrt{P_n / P_{cuC}} \quad (77)$$

donde:

$KVA_{efm\acute{a}x}$ = KVA para la eficiencia máxima.

KVA_{nom} = KVA nominales.

P_n = pérdidas en el núcleo.

P_{cuC} = pérdidas en el cobre a plena carga.

2.19 RENDIMIENTO DIARIO.

El rendimiento diario de un transformador es la razón de la energía total de salida (kilovatios-hora) durante un día de veinticuatro horas, a la energía total de entrada durante el mismo período de tiempo. Puesto que los transformadores en los circuitos de distribución están conectados permanentemente a la línea, las pérdidas en el núcleo permanecen constantes, por lo que es importante que tales transformadores se proyecten con las mínimas pérdidas en el núcleo. En general, las pérdidas bajas en el núcleo se consiguen manteniendo una baja densidad de flujo, lo que puede lograrse mediante el empleo de un número relativamente grande de espiras en el devanado, o bien, aumentando la sección transversal del núcleo, o con ambos procedimientos.

El rendimiento diario de un transformador se expresa mediante:

$$\text{rendimiento diario} = \frac{W_{\text{pl. entreg.}}}{W_{\text{al. recib.}}} = \frac{W_{e1} + W_{e2} + W_{e3} \text{ etc.}}{W_{\text{al. recib.}} + W_{\text{pérd. total}}} \quad (78)$$

Donde:

W_{01} , W_{02} , W_{03} , etc., son las energías individuales absorbidas del transformador por la carga conectada durante el período de veinticuatro horas.

$W_{\text{pérd. total}}$ es la suma de las pérdidas de energía en el hierro (fijas) y de la carga en el cobre (variables) durante el período de veinticuatro horas.

CAPITULO

III

CAPITULO III. REPARACION DE TRANSFORMADORES.**3.1 DEFINICIONES.****3.1.1 Transformador.**

Un transformador es un dispositivo eléctrico, que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos a la misma frecuencia, y transformando usualmente los valores de tensión y corriente.

3.1.2 Transformador de distribución.

Es aquel transformador que tiene una capacidad hasta de 500 KVA; hasta 67000 V nominales en alta tensión y 15000 V nominales máximos en baja tensión.

3.1.3 Transformador de distribución tipo poste.

Es aquel que está dispuesto en forma adecuada para ser montado en un poste o en alguna estructura similar.

3.1.4 Transformador reparado.

Es aquel aparato que al término de su reparación, conservó al menos una de sus bobinas originales (alta-baja) en buen estado y/o se le practicaron alguna (s) o todas las siguientes actividades: Cambio o regeneración de líquido aislante, cambio de relación de transformación (modificando las conexiones internas), sustituciones o reacondicionamiento de accesorios, limpieza o pintura.

3.1.5 Accesorios.

Son los elementos que integran al transformador excepto, tanque, conjunto núcleo-bobinas y líquido aislante.

3.2 ASPECTOS DE SEGURIDAD.

La seguridad no la forman los reglamentos, los medios de protección, la señalización ni los códigos; es una disciplina con la que se busca el óptimo desarrollo del trabajo, en donde el elemento humano acepta mantener una absoluta responsabilidad.

El equipo de seguridad tanto como el equipo de protección personal, no eliminan las condiciones ni actos inseguros; sirven para amortiguar un accidente o una lesión y poder evitar daños mayores.

Durante los trabajos de reparación de transformadores deben seguirse las Normas Generales de Seguridad recomendadas para los trabajos con equipo eléctrico, además apearse a los procedimientos que son peculiares a estos equipos, los cuales deben seguirse para proteger al trabajador y al propio equipo.

3.2.1 Normas Generales de Seguridad.

3.2.1.1 Todo trabajador deberá usar su equipo de seguridad personal.

3.2.1.2 Contar en el sitio con extinguidores y/o sistema de contra incendio.

3.2.1.3 Deberá de proveerse de un botiquín de primeros auxilios completo.

3.2.1.4 Es responsabilidad del jefe de área el usar la herramienta adecuada y en buenas condiciones, para evitar actos inseguros.

3.3 CARACTERISTICAS TERMICAS.

Las características térmicas de los transformadores corresponden a cinco puntos principales:

3.3.1 Pérdidas.

La disipación que se produce por efecto de las pérdidas en el hierro del núcleo y en los devanados primario y secundario.

3.3.2 Sobrecarga.

El aumento de temperatura originado por sobrecarga que origina la variación en capacidad del transformador en KVA.

3.3.3 Transitorios.

Los aumentos de temperatura por condiciones transitorias que originan tanto el calentamiento como el enfriamiento.

3.3.4 Altitud.

El aumento de la altitud produce disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez incrementa la elevación de temperatura.

3.3.5 Aislantes.

El cambio de temperatura originado por el envejecimiento de los materiales aislantes que, en general, determina la vida del aparato.

3.4 AISLAMIENTOS.

3.4.1 Factores de selección:

La calidad y condición de los aislamientos determinan la vida útil del transformador, por eso es importante considerar los siguientes factores para seleccionar su sistema aislante.

3.4.1.1 Tipo de fabricación.

Acorazado o de columnas.

3.4.1.2 Uso y ubicación.

Intemperie, interior, de distribución, de potencia, etc.

3.4.1.3 Tipo de enfriamiento.

Aire, aceite o askarel, etc.

3.4.2 Materiales de construcción.

Los transformadores incluyen varios materiales aislantes a fin de reforzar su resistencia dieléctrica, resistencia de desgarré, temperatura de utilización, envejecimiento; con lo cual se crea una barrera dieléctrica capaz de soportar las diferencias de potencial a que están sujetas las partes del transformador y así mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria determinada, cuyo objetivo es evitar trayectorias no deseadas (corto circuito), un ejemplo de estos materiales son:

3.4.2.1 Cartón.

Cartón prensado, cartón kraft de alta densidad y barras de madera de alta densidad impregnadas con resina sintética

para el aislamiento del núcleo a bobinas, entre bobinas y entre faes, su forma puede ser cilíndrica o rectangular.

3.4.2.2 Revestimientos.

Los revestimientos de laminación del núcleo pueden ser del tipo orgánicos e inorgánicos.

3.4.2.3 Papel.

Papel manila o hemp (pescado) en las transposiciones del conductor de las bobinas.

Papel kraft y crepé utilizado para el encintado de las bobinas y guías porque tienen, además de las propiedades dieléctricas, una buena permeabilidad al aire, lo cual facilita la evacuación del aire aprisionado entre capas de los bobinados.

3.4.2.4 Formas estructurales.

Formas estructurales de madera de maple, micarta y fibra de vidrio que se emplean con fines mecánicos entre bobinas y demás ensambles del transformador.

3.4.2.5 Aceite.

Su finalidad principal es proporcionar resistencia dieléctrica, disipar eficazmente el calor generado en el transformador y proteger el sistema aislante; existen dos tipos, los derivados del petróleo y los artificiales clorados.

3.4.2.5.1 Aceites derivados del petróleo.

Los aceites derivados del petróleo son dos: Los de base nafténico, que tienen bajo punto de congelación, baja producción de dióxido de carbono y son de importación. Los de base parafínica, a los que pertenece el aceite nacional que son más fáciles de regenerar que los nafténicos.

3.4.2.5.2 Aceites artificiales.

Los aceites artificiales comúnmente llamados askareles son compuestos sintéticos con alto valor de punto de inflamación especiales para transformadores tipo interior muy estables y difíciles de destruir (no son biodegradables) son altamente tóxicos y contaminantes. También pertenecen a este grupo los aceites siliconados no tóxicos y autoextinguibles, pero muy costosos.

Los aislamientos son afectados por los esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos a que son sometidos los transformadores, a su temperatura de operación, a la humedad e impurezas que provocan su envejecimiento.

3.4.3 Envejecimiento de los aislantes.

Todos los materiales aislantes tienden naturalmente a envejecerse por efecto del tiempo; su resistencia mecánica se altera, su rigidez dieléctrica disminuye y, por lo tanto, llega el momento en que es necesario sustituirlos; sin embargo, hay que tomar en cuenta otro factor importante que se relaciona directamente con las causas que provocan este envejecimiento en una forma prematura, y que podrá evitarse si se toman en cuenta las siguientes indicaciones:

3.4.3.1 Temperatura.

Que el transformador no sobrepase la temperatura de 55°C sobre la del ambiente, pues se ha comprobado que la rapidez del envejecimiento aumenta al doble por cada 8°C que sobrepase a la temperatura señalada.

3.4.3.2 Contaminación.

Que se evite en lo posible la introducción o acumulación de materias nocivas a los aislamientos, construyendo los transformadores de acuerdo con las indicaciones técnicas requeridas para cada tipo o clase de los mismos.

3.5 CLASIFICACION DE AVERTIAS.

3.5.1 Averías cuya reparación puede ser hecha en el sitio en que se encuentra el transformador.

3.5.1.1 Rotura de boquillas de alta y baja tensión.

Son ocasionadas por defecto de materiales de los mismos aisladores, fenómenos transitorios de la corriente, descargas atmosféricas, y por último, de golpes directos. Cuando se presenta este caso, el transformador ha quemado uno o más fusibles, por lo que será necesario desconectarlo de la red y observar detenidamente una a una las boquillas tratando de encontrar la fisura, teniendo necesidad de proceder a quitar la tapa superior y reponer el aislador o aisladores dañados por otros de la misma clase, los fusibles quemados y conectar el transformador a la red.

3.5.1.2 Acumulación de materia extraña.

Otra avería frecuente se refiere a la acumulación de materias extrañas húmedas entre los puntos de conexión o cambiadores provocando la aparición de arcos eléctricos internos; en estos casos el transformador ha fundido los fusibles requiriendo de verificar una limpieza minuciosa de las partes cuando no están por completo quemadas, apretar bien los tornillos y conexiones y sobre todo, poner aceite nuevo, por lo general este defecto obedece al mal estado del mismo.

3.5.1.3 Falsos contactos.

La causa de este mal se origina muchas veces por defectos de construcción, es decir, desde que el ensamblador de fábrica no toma las precauciones necesarias y sujeta mal las conexiones; en la mayoría de las veces, el defecto aparece después de meses o años de servicio, debido a vibraciones

ocasionadas por el paso constante de vehículos pesados por el lugar en que está instalado el transformador, o por efecto de los cortocircuitos de la red que alimenta. Este defecto, como se comprende, es fácilmente localizable, bastando para ello destapar el transformador y observar el estado que guardan las conexiones respecto al lugar en que van colocadas, moviéndolas para localizar los falsos contactos, con lo cual se procederá al ajuste necesario.

3.5.1.4 Fugas en tanque principal.

Eliminar fugas en empaques reapretando tornillería y/o cambiando empaque, así mismo, eliminar fugas en orificios bajando el nivel de aceite hasta descubrir el punto a ser soldado.

3.5.1.5 Cambiador de derivaciones.

Revisar mecanismo de mando y articulaciones internas sobre todo cuando se trata de operación en grupo.

3.5.2 Averías cuya reparación deberá hacerse forzosamente en un taller eléctrico.

3.5.2.1 Cuando el transformador se calienta excesivamente.

Las causas que originan el calentamiento excesivo del transformador (aparte de las pequeñas averías citadas) son:

- a) Humedad de los devanados primario y secundario.
- b) Cruzamiento del devanado secundario.
- c) Conexión interna defectuosa.
- d) Núcleo laminar flojo, mal aislado o de mala calidad.
- e) Diseño de fábrica defectuoso.
- f) Sobrecarga en más de 10% en forma continua.
- g) Voltaje de la línea alimentadora, superior al señalado en la placa del transformador.

3.5.2.2 Variación o falta de voltaje.

La variación o falta de voltaje en un transformador se le atribuye a alguna de las siguientes causas:

- a) Conexiones inadecuadas, ya sea en B.T. o A.T.
- b) Falta de tensión en la red alimentadora.
- c) Corto circuito en el devanado de alta tensión.
- d) Corto circuito en el devanado de baja tensión.
(En ambos casos la bobina o bobinas defectuosas se han interrumpido y permiten el paso de la corriente en las fases restantes.)

3.6 REPARACION DEL TRANSFORMADOR EN EL TALLER ELECTRICO.

3.6.1 Manejo.

El transformador debe manejarse siempre en posición vertical sobre su base, a menos que la información del fabricante indique otra posición. Cuando un transformador no pueda manejarse por una grúa, puede ser deslizado o movido sobre rodillos en ese lugar, dependiendo del tipo de construcción de la base del transformador y el tipo de superficie sobre la cual sea desplazado. Debe manejarse cuidadosamente para prevenir que se voltee. Un transformador con base circular puede inclinarse fácilmente al desplazarse y por lo tanto emplearse temporalmente un armazón de madera fijado a la base antes de que el transformador sea desplazado.

3.6.1.1 Levantamiento con cables.

Los transformadores están provistos de orejas y ganchos para el levantamiento completo, y se proveen medios adicionales necesarios para las partes que requieren ensamble. Las orejas y ganchos de levantamiento están diseñados sólo para tensión vertical. Cuando es levantado el transformador o piezas pesadas, el cable debe proporcionar un empuje vertical a cada oreja. Como precaución adicional para prevenir deformaciones de las paredes del tanque, la cubierta debe siempre asegurarse firmemente en su lugar. Para que el levantamiento sea uniforme deben usarse cables de la misma longitud. Todos los ganchos deben ser apropiados para levantar el transformador completamente ensamblado y lleno con su líquido aislante. El peso total aproximado del transformador está indicado en la placa de datos y en el dibujo de datos generales.

3.6.1.2 Levantamiento mediante un gato mecánico.

En la mayoría de los transformadores se suministran aditamentos para poder levantar el transformador por medio de gatos. En aquellos transformadores no equipados con esos aditamentos, los gatos pueden colocarse entre la base del transformador y el piso. No obstante, deben colocarse bloques para que el peso sea distribuido uniformemente y evitar con ésto que se dañe la base. En algunos transformadores, los gatos pueden ser colocados debajo de la placa del fondo del transformador en puntos designados. Deben consultarse los dibujos o libro de instrucciones del fabricante.

No se debe levantar el transformador colocando los gatos debajo de las válvulas de drenaje, conexiones de tubería y otros accesorios. Es también aconsejable que ninguna persona se apoye o se pare sobre estos accesorios.

Un transformador de distribución nunca debe alzarse, agarrándolo por el espacio abajo de las boquillas y no debe ser movido tomándolo del apartarrayos, boquillas o accesorios.

3.6.2 Placa de datos.

El fabricante debe fijar en cada transformador una placa resistente a la corrosión, con dimensiones no menores de 100x130 mm, en la que se indique, como mínimo, los datos que a continuación se mencionan:

- a) Número de serie.
- b) Tipo (OA, OA/FA, etc.).
- c) Número de fases.
- d) Frecuencia (Hz).
- e) Capacidad nominal (EVA).
- f) Tensiones y corriente nominales.
- g) Tensiones de las derivaciones.
- h) Elevación de temperatura (°C).
- i) Diagrama vectorial (transformadores polifásicos).
- j) Diagrama de conexiones.
- k) Impedancia (%).
- l) Masa aproximada en Kg.
- m) Número de patente (a opción del fabricante).
- n) Nombre del fabricante.
- o) Instructivo.
- p) Identificación y cantidad del líquido aislante en litros.
- q) Altitud de operación en metros sobre el nivel del mar.
- r) Nivel básico de aislamiento al impulso (NBA₁).
- s) Fecha (año de fabricación).
- t) La palabra que identifique el tipo de aparato (transformador, autotransformador, etc.).

La localización de la placa de datos se encuentra cerca del fondo del tanque, o en el soporte inferior para colgar. Figura 3-1.

"EMBLEMA Y MARCA DE LA FABRICA"

kVA _____ SERIE _____

VOLTS _____

FASES _____ FREQ. _____ HL. AMP. _____ % A _____ °C

ELEV. _____ ALTITUD _____ N.º DE TIPO _____

O.T. _____ FECHA _____ CLASE _____ SV

NIVEL BASICO DE IMPULSO: A.T. _____ SV B.T. _____ SV

MASA APROXIMADA EN KILOGRAMOS _____

NUCLEO Y BOBINAS _____ TANQUE LIQUIDO _____ LIQUIDO _____

TOTAL _____ LIQUIDO AISLANTE _____ L

INSTRUCTIVO N.º _____

CONEXION	POS	DERIVACIONES	
		VOLTS	AMPERES
0 - 0	1		
0 - 0	2		
0 - 0	3		
0 - 2	4		
0 - 7	5		

BAJA TENSION

DIAGRAMA VECTORIAL

DIAGRAMA DE CONEXIONES

REGISTRO

Fig. 3-1 Disposición de la placa de datos.

3.6.3 Prueba de relación de transformación (TTR).

Una vez ingresado el transformador al taller eléctrico, figura 3-2, se procede a aplicarle la prueba de relación de transformación (TTR), cuyo objetivo primordial es determinar las condiciones en que se encuentra el transformador mediante una prueba no destructiva.

El aparato de prueba TTR (Transformer Turn Ratio), se utiliza para medir la relación de embobinados de tipo convencionales de transformadores de potencia o distribución, así como autotransformadores, reguladores, transformadores de corriente y potencial; en nuestro caso se analizará la prueba para transformadores de distribución.

3.6.3.1 Rangos.

Para conocer la relación de espiras primarias o secundarias en un transformador, se utilizará el aparato llamado TTR y la forma más satisfactoria de medir la relación de un transformador, es paralelándolo con un transformador patrón de relación y polaridad conocidas, o sea el TIP, que nos indica la relación de transformación y con estos valores determinar si está dentro de los límites establecidos de diseño que son los siguientes:

3.6.3.1.1 Relación de transformación.

La relación de transformación está basada en la relación de vueltas de los devanados.

3.6.3.1.2 Relación de tensión.

La relación de las tensiones está sujeta al efecto de regulación a diferentes cargas y factores de potencia.



Fig. 3-2 Condiciones de ingreso
al taller eléctrico.

3.6.3.1.3 Tolerancia.

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador se encuentra sin carga debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones. Si la tensión por vuelta excede de $\pm 0.5\%$ de la tensión deseada, las tensiones especificadas de las derivaciones deben corresponder a la tensión de la vuelta más próxima.

3.6.3.2 Componentes.

El TTR es un aparato completamente autocontenido y cuenta con los siguientes elementos:

3.6.3.2.1 Generador.

La fuente de potencia de prueba es un generador de imán de C.A. impulsado por una manivela dando una excitación de 8 volts aproximadamente a 60 ciclos/seg; bajo condiciones normales de operación, el generador alimenta también una fuente de 8 volts que se usa como referencia para el detector síncrono.

3.6.3.2.2 Décadas.

Tres conmutadores de derivación están conectados a derivaciones secundarias del transformador de referencia, además el potenciómetro que está conectado a un devanado auxiliar del mismo transformador de referencia.

La lectura de izquierda a derecha, observando el aparato de frente, es tal que, el primer conmutador S_1 cambia la relación en pasos de 10 (desde 0 hasta 120) con su cuadrante marcado en graduaciones de 0,1,2...11 y 12. El segundo conmutador S_2 cambia la relación en pasos de 1 (desde 0 hasta 9) con su cuadrante en graduaciones de 0,1,2...8 y 9.

El tercer conmutador S_3 cambia la relación en pasos de 0.1 (desde 0 hasta 9) teniendo su cuadrante con graduaciones de 0,1,2...8 y 9. Por último tenemos el potenciómetro S_4 que da continuamente una tensión variable que equivale eléctricamente a una relación de espiras variable, su escala está graduada con 100 divisiones que corresponden a una variación de 0.001 cada una y está marcada con 0,5,10,15...95 y 100.

3.6.3.2.3 Punto decimal.

Es un romache localizado entre los cuadrantes segundo y tercero para facilitar la lectura de la relación. Para leer la lectura después del balance, se anota la lectura del primer cuadrante, del segundo, punto decimal, lectura del tercer cuadrante y finalmente la lectura del cuarto cuadrante.

3.6.3.2.4 Detector "D".

El aparato usa un detector de cero con sensibilidad de fase, consiste en un rectificador síncrono y un microamperímetro de C.C. con cero central, que se usa como detector para indicar la magnitud y polaridad de la corriente que fluye en el secundario del transformador de referencia. El instrumento está conectado de manera que, cuando la relación del transformador en prueba es mayor que la relación indicada por el aparato, el galvanómetro se mueve hacia la izquierda. El detector está localizado en la esquina superior derecha del tablero del instrumento.

3.6.3.2.5 Instrumentos.

Cuenta con un voltímetro de C.A. del tipo hierro móvil, conectado de manera que indica la tensión de excitación a la salida del generador. Está marcado con una graduación de 8 voltios, y otra graduación a cada lado de ésta para definir el rango apropiado de tensión de operación.

Cuenta con un amperímetro de C.A. del tipo de hierro móvil que lee la corriente de salida del generador. En vista de que la frecuencia y la forma de onda pueden variar durante las pruebas, el amperímetro no está calibrado en amperios sino que la escala está dividida arbitrariamente en 10 divisiones iguales. Ambos instrumentos están montados en la parte superior del tablero, adyacentes al detector.

3.6.3.2.6 Puntas de conexión.

Cuenta con cuatro puntas que están conectadas permanentemente al aparato para conectar el transformador que se desea probar, dos de estas puntas se encuentran provistas de prensas para conectar el devanado que se habrá de usar como primario (por lo general el devanado de baja tensión), las otras puntas están provistas con caimanes para conectarse al secundario (por lo general al devanado de alta tensión).

3.6.3.3 Comprobación del aparato.

Cuando se tiene duda del aparato o del resultado de la prueba, se pueden realizar las siguientes comprobaciones:

3.6.3.3.1 Comprobación de la relación cero.

La relación cero se comprueba conectando entre sí los caimanes (H1 y H2), estando completamente cerradas las prensas para cerrar el circuito. Todos los cuadrantes de los conmutadores deberán estar en cero girando la manivela del generador hasta alcanzar 8 volts, observar el detector, si éste no marca cero; ajustar el cuarto conmutador.

3.6.3.3.2 Comprobación de la relación unitaria.

La relación unitaria se comprueba conectando cada prensa con su caimán correspondiente, de acuerdo con su polaridad,

o sea, prensa roja con caimán rojo y prensa negra con caimán negro, considerando que las prensas deberán estar cerradas completamente. Se ajustan los cuadrantes de los conmutadores para leer 1.00 al operar la manivela del generador hasta obtener 8 volts.

3.6.3.4 Desarrollo.

Desenergizar y aislar el transformador (poner a tierra), quitar cualquier carga externa y realizar las conexiones de acuerdo a la figura 3-3.

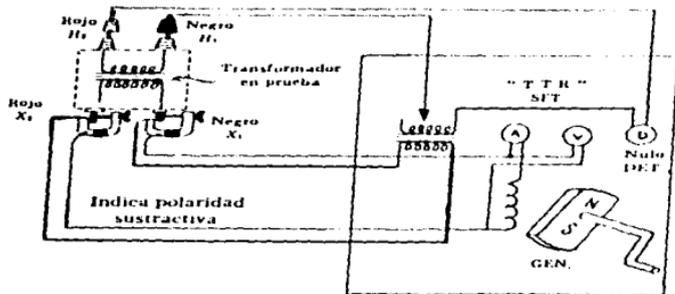


Fig. 3-3 Diagrama de conexiones para la prueba de relación de transformación.

Posiciónese los cuatro conmutadores de la carátula, de modo que la lectura sea cero (0.000). Hágase girar lentamente la manivela de $\frac{1}{2}$ a $\frac{1}{2}$ vuelta, la aguja indicadora se deberá mover instantáneamente hacia la izquierda. Si la aguja indicadora se moviera hacia la derecha, significa que las conexiones se encuentran invertidas, o bien, el transformador tiene la polaridad invertida.

Mientras se gira lentamente la manivela, aumentese la relación en el primer conmutador (el del lado izquierdo) hasta que la aguja indicadora se mueva hacia la derecha, en ese momento se disminuye la relación del conmutador hasta que la aguja indicadora se mueva a la izquierda, regulando hasta obtener indicación cero.

De la misma forma se aumenta la relación en el segundo y tercer conmutador.

Finalmente aumentar la relación del cuarto indicador mediante el ajuste fino para equilibrar la aguja del detector en la posición cero, todo ósto, mientras se incrementa la rapidez de giro de la manivela hasta obtener aproximadamente 8 voltios de excitación.

La relación de embobinados del transformador bajo prueba es leída directamente en los indicadores, por ejemplo: Si las lecturas son (11), (9), (3), (45) la relación resultante es de 119.345 (recuérdese que entre el segundo y tercer conmutador existe un remache que es tomado como punto decimal).

En el caso que se desee aplicar la prueba a transformadores trifásicos con conexión delta-estrella, se deben seguir las indicaciones de la tabla 3.

FASE	RELACION	CONEXION TTP			
	MEDIDA	CR	CN	PR	PN
A	$H_1 H_2 / X_1 X_0$	H_1	H_2	X_1	X_0
B	$H_2 H_3 / X_2 X_0$	H_2	H_3	X_2	X_0
C	$H_3 H_1 / X_3 X_0$	H_3	H_1	X_3	X_0

Tabla 3

Donde:

- CR= Caimán rojo.
- CN= Caimán negro.
- PR= Prensa roja.
- PN= Prensa negra.

El desarrollo del procedimiento anterior, es válido para transformadores cuya relación es menor a 130.

En el caso de transformadores que tengan una relación mayor a 130, el procedimiento es el siguiente:

Para comprobar la relación en la fase "A", se conecta el caimán rojo a H_1 y el caimán negro a H_3 , por el lado de baja tensión se conecta la prensa roja en X_1 y la prensa negra en X_2 , cortocircuitando X_0 con X_3 , es decir, se toma una bobina de alta tensión por dos de baja, obteniendo aproximadamente la mitad de la relación de transformación. Para conseguir la relación total, se debe multiplicar esta lectura por dos.

Las conexiones para las fases restantes se indican en la tabla 4.

FASE	RELACION MEDIDA	CONEXION TTR CR CN PR PN	CORTO CIRCUITO
A	$H_1 H_3 / X_1 X_2$	$H_1 H_3 X_1 X_2$	$X_0 - X_3$
B	$H_2 H_1 / X_2 X_3$	$H_2 H_1 X_2 X_3$	$X_0 - X_1$
C	$H_3 H_2 / X_3 X_1$	$H_3 H_2 X_3 X_1$	$X_0 - X_2$

Tabla 4

3.6.3.5 Interpretación de resultados.

En la medición de transformadores delta-estrella o estrella-delta, cuando el lado de la estrella deba ser excitado al hacer la prueba, se debe considerar:

a) La relación de placa no es la relación de espiras, sino la relación de tensiones fase a fase sin carga.

b) La relación de espiras se puede encontrar multiplicando la relación de placa por $\sqrt{3}$.

Si durante la medición no es posible el balance del detector, tampoco será posible registrar lecturas correspondientes a la relación de espiras del transformador bajo prueba, ello puede deberse a un corto circuito en los devanados, o bien, a algún devanado abierto.

Si durante la medición la corriente de excitación se manifiesta normal, así como el voltaje de prueba, pero la aguja del detector de ajuste de cero no manifiesta deflexión, entonces se trata de circuito abierto en los devanados del transformador bajo prueba.

Por otra parte, cuando se trata de corto circuito, se observará que el transformador en cuestión toma mucha corriente de excitación, lo cual se manifiesta en el amperímetro del aparato, cuya aguja se moverá a plena escala; debido a ésto, el voltaje de prueba baja considerablemente, e incluso llega a alcanzar el valor de cero, además la manivela del generador de voltaje presenta excesiva resistencia al giro.

Sin embargo, en ocasiones aún teniendo un devanado en corto circuito se logra el balance y se obtiene lectura.

En general, los valores de relación de espiras medidas con el TTR deben de encontrarse dentro de un rango de $\pm 0.5\%$, respecto a la relación de placa del transformador para considerar que éste se encuentra en buenas condiciones.

3.6.4 Clasificación de reparaciones.

La prueba de relación de transformación se le aplica a todos los transformadores, independientemente del tipo de reparación del que sean objeto.

3.6.4.1 Reparación menor o revisión.

Se dice que un transformador ha recibido una reparación menor o revisión cuando, al término de la misma, conserva sus bobinas originales de alta y baja tensión, sin embargo, se le han practicado las siguientes actividades; cambio de aceite, secado, sustitución de accesorios internos o externos dañados (boquillas de alta y baja tensión, cambiador de derivaciones, etc.), cambio de empaques, pruebas eléctricas, hermeticidad y repintado.

3.6.4.2 Reparación parcial o intercambio.

Se refiere a aquellos transformadores que al término de su reparación han conservado al menos uno de sus devanados originales de alta y baja tensión, los devanados dañados serán sustituidos con bobinados nuevos o bobinados (en condiciones de operar) de otros transformadores averiados.

3.6.4.3 Reparación mayor o reconstrucción.

Los transformadores reciben una reparación mayor cuando todas sus bobinas de alta y baja tensión han sido reemplazadas por nuevos devanados.

3.6.5 Area de desensamble.

Una vez identificada la falla (mediante la prueba de relación de transformación), se procede a efectuar el desensamble del transformador para dar inicio a su reparación.

3.6.5.1 Extracción del conjunto núcleo-bobinas.

Se coloca el transformador en la zona de rejillas, se destornilla y retira la tapa de registro de mano del transformador.

Se verifica el estado del aceite contenido en el transformador, si está claro y no tiene olor a quemado, se procede a enviarlo al tanque de almacenamiento de aceite regenerable. Si el aceite presenta un color obscuro y un olor a quemado, debe procederse a enviarlo al tanque de almacenamiento de aceite quemado. La extracción del aceite debe hacerse por medio de bombas adecuadas para tal fin. Si ya no hubiera cupo en los tanques de almacenamiento, el aceite se coloca en tanques portátiles y sólo como último recurso tirarlo en la zona de rejillas quitando la válvula de alivio del transformador.

Se desconectan las guías de alta tensión de sus boquillas correspondientes, quitar tornillos y tuercas de sujeción de la tapa del transformador para que, en caso de ser necesario, se realice el retiro de la misma.

Posteriormente, se desconectan y se quitan boquillas y herrajes de baja tensión, desligando de toda conexión hacia el exterior al conjunto núcleo-bobinas.

Se liberan los sujetadores del conjunto núcleo-tanque.

Utilizando la grúa de 5 toneladas, estrobos adecuados y por medio de las orejas de izaje, se extrae el conjunto núcleo-bobinas del tanque. Fig. 3-4.

En la extracción del conjunto núcleo-bobinas, se debe tener mucho cuidado que los cambiadores, conexiones y bobinas no rocen las paredes del tanque, ésto es, con el fin de evitar deterioros adicionales o roturas en partes que se encuentran en buen estado.

El conjunto núcleo bobinas, así como el tanque, son colocados en la zona de lavado para que por medio de un solvente dieléctrico o aceite sean limpiados de impurezas que se hallan formado por el deterioro de los aislantes.

El tanque y el conjunto núcleo-bobinas son colocados en la zona de rejillas para dejarlos escurrir; este último, durante un período de 24 horas con el objetivo de que escurra perfectamente el aceite que se encuentra en su interior. Fig. 3-5.

Se liberan las boquillas de alta tensión de la tapa del transformador y junto con las boquillas de baja tensión, son limpiados sus conectores por medio de una carda para evitar falsos contactos en las conexiones, posteriormente se lavan con jabón y agua todas las boquillas (especialmente la cerámica), ya que por encontrarse a la intemperie se contaminan con gran facilidad. Si alguna boquilla se encuentra en mal estado o deteriorada, se procede a reemplazarla por otra en buenas condiciones.

Todas las boquillas, herrajes y tornillería de cada transformador son colocados en contenedores individuales para su posterior utilización.

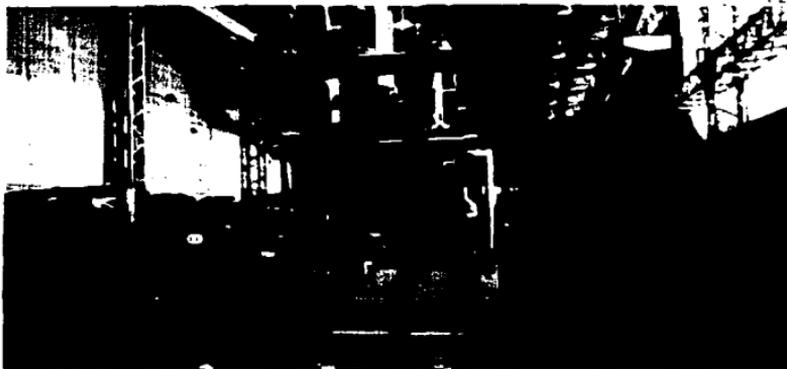


Fig. 3-4 Extracción del conjunto núclicobombina.

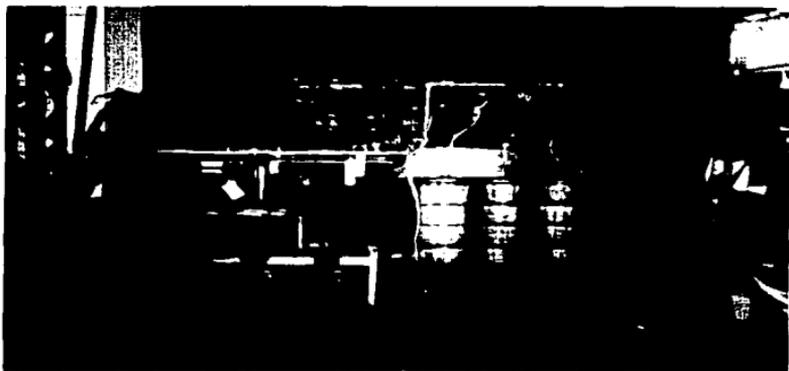


Fig. 3-5 Zona de rejillas.

3.6.5.2 Determinación del proceso de reparación.

Una vez extraído del tanque el conjunto núcleo-bobinas, se pueden confirmar los resultados de la prueba de relación de transformación y determinar el tipo y proceso de reparación.

Se determina una reparación parcial a un transformador cuando solamente un devanado ha sido averiado y los restantes se encuentren en condiciones de seguir operando, además de contar con dichos bobinados.

En el caso de que un transformador tenga por lo menos un devanado dañado, pero sus restantes bobinas cuenten con un alto nivel de deterioro; se recomienda efectuar una reparación mayor.

El proceso de reparación es determinado de acuerdo a la magnitud de los daños que presente el transformador.

3.6.5.2.1 El devanado de alta tensión se encuentra quemado.

Se realiza una apertura de carpeta con los siguientes datos: Marca, capacidad, voltaje, serie, tipo, número de fases, datos de las bobinas quemadas (calibre, número de vueltas, dimensiones, etc.), sobre todo de las que contienen derivaciones para los cambiadores. Además, se recomienda cualquier reparación adicional, incluyendo el repintado, cambio de empaques (particularmente de la cubierta y tapa de registro), etc.

Se procede a desconectar los cambiadores de derivación y quitar junto con el tablero de conexiones.

Se desconecta la delta en alta tensión, se retira la prensa, aisladores entre núcleo y prensa.

En el caso de transformadores tipo acorazado, se corta el fleje, se retiran las laminaciones del núcleo, si éstas se encuentran contaminadas se limpian con solvente dieléctrico, figura 3-6. Se desconecta la estrella en la baja tensión, se quitan los aisladores entre bobinas, bobinas y núcleo, se retira el devanado de baja tensión exterior, los devanados de alta tensión dañados, así como los aisladores entre la baja y alta tensión.

Cuando se trata de un transformador tipo columna, se quitan los aisladores entre bobinas y prensa, retirar el laminado superior del núcleo, desconectar la baja tensión (si fuese necesario), extraer los devanados averiados y los aisladores entre la baja y alta tensión.

3.6.5.2.2 El devanado de baja tensión se encuentra quemado.

Además del proceso de obtención de datos y desensamble que anteriormente se describió, se debe retirar la bobina de alta tensión, el aislador entre alta y baja, la baja tensión dañada, así como su aislador entre ésta y el núcleo.

Por otra parte hay que revisar perfectamente el núcleo, pues hay veces en que, al quemarse, el cortocircuito se produce contra el núcleo y han quedado adheridas gotas o pedazos de cobre al mismo, figura 3-7, en tal caso se debe limpiar el núcleo con un solvente dieléctrico.



Fig. 3-6 Desensamblaje de un transformador tipo acorazado.



Fig. 3-7 Representación de una columna
dañada por un corto circuito.

3.6.6 Area de bobinas.

El área de bobinas tiene por objetivo la construcción de los devanados necesarios para lograr la reparación de los transformadores de distribución, ya sean del tipo acorazado o tipo columna.

3.6.6.1 Bobinas IEM de 75 KVA.

Construcción de embobinados tipo consola o acorazado para la reparación de transformadores de distribución tipo poste marca IEM de 75 KVA 23000/21500/20000 - 220/127 volts. Estos embobinados constan de tres secciones distribuidas de la siguiente manera: Una sección de baja tensión interior, una sección de alta tensión y otra sección de baja tensión exterior.

3.6.6.1.1 Baja tensión interior.

La baja tensión interior consta de un casquillo de cartón de 1/16" de espesor cortado a las siguientes medidas 17x72 cm. Además, lleva cuatro separadores de cartón de 1/8" de espesor en cada cabezal de la bobina cortados a la medida de 1x17 cm. Así como dos rellenos de cartón de 1/8" de espesor en los extremos de la bobina con las medidas que a continuación indica la figura 3-8.

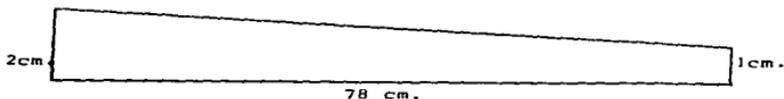


Fig. 3-8 Relleno de cartón para la baja tensión interior.

La baja tensión interior está diseñada con un total de 9.5 espiras de solera con medidas de 3(2.3x14.7)mm; cada espira lleva tres soleras en paralelo.

Los aislantes entre la baja tensión y la alta tensión son los siguientes:

Lleva 15 vueltas de papel kraft insuldur de 0.010" de espesor cortadas a 17 cm de ancho. Después 25 separadores de cartón de 1/8" de espesor cortados a la medida de 1x17 cm estos separadores cubren toda la bobina llevando una separación de 2 cm aproximadamente entre ellos. Por último lleva 19 vueltas de papel kraft insuldur de 0.010" de espesor cortadas a 17 cm de ancho.

3.6.6.1.2 Alta tensión.

La alta tensión cuenta con dos secciones distribuidas de la siguiente manera:

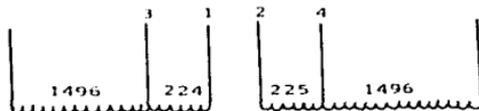
La primera sección con una capa de 109 espiras y continúa con 13 capas de 124 espiras por capa.

La segunda sección inicia con 13 capas de 124 espiras por capa y termina con una capa de 108 espiras. La alta tensión está diseñada con un total de 28 capas. Figura 3-9.

El aislamiento entre capas es de una vuelta de papel kraft insuldur de 0.010" de espesor cortadas a 17 cm de ancho. Los collares que lleva en los extremos de la bobina son de 3 cm de ancho de papel kraft insuldur de 0.010" de espesor. Entre las capas 5 y 6, 10 y 11, 19 y 20, 24 y 25 llevan 6 separadores de cartón de 1/8" de espesor cortados a la medida de 1 x 17 cm en los cabezales de la bobina.

La identificación de puntas o tap's y número de espiras en la bobina es la siguiente:

VOLTS	ESPIRA
23000	3441
21500	3217
20000	2992



La bobina de alta tensión está diseñada con un total de 3441 espiras y el conductor que se utiliza es alambre doble formanel calibre #20 AWG figura 3-10.

3.6.6.1.3 Baja tensión exterior.

Los aislamientos entre la bobina de alta tensión y la bobina de baja tensión exterior son los siguientes:

Lleva 12 vueltas de papel kraft insuldur con 0.010" de espesor cortadas a 17 cm de ancho. Después lleva 34 separadores de cartón de 1/8" de espesor cortados a la medida de 1x17 cm. Estos separadores cubren toda la bobina a una distancia de 2 cm entre ellos.

Por último lleva 6 vueltas de papel kraft insuldur de 0.010" de espesor cortadas a 17 cm de ancho.

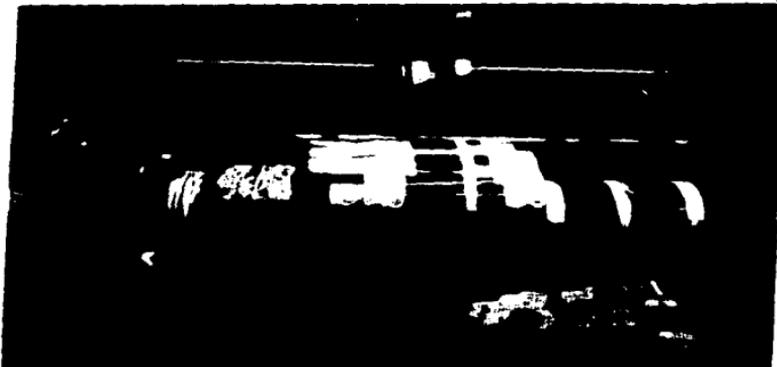


Fig. 3-9 Construcción de un devanado de alta tensión.

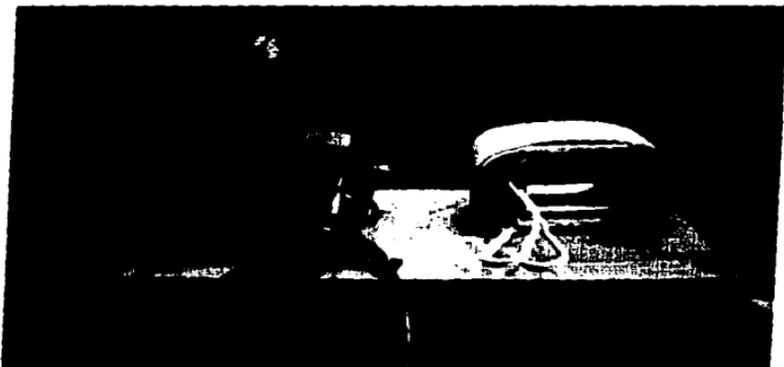


Fig. 3-10 Representación de dos bobinas, nueva y quemada, cada una con su baja tensión interior, separadores y devanado de alta tensión.

La baja tensión exterior está diseñada con un total de 9.5 espiras de solera con medidas de $3(2.3 \times 14.7)$ mm; cada espira lleva tres soleras en paralelo, así como dos rellenos de cartón de $1/8$ " de espesor en los extremos de la bobina figura 3-11.



Fig. 3-11 Construcción de un devanado de baja tensión exterior.

Además lleva 6 vueltas de papel kraft insulador de 0.010" de espesor cortadas a 17 cm. de ancho y por último una vuelta de cinta de lino. La baja tensión total es igual a la baja tensión interior más la baja tensión exterior (19 espiras de solera).

Las dimensiones totales de la bobina terminada se representan en la figura 3-12.

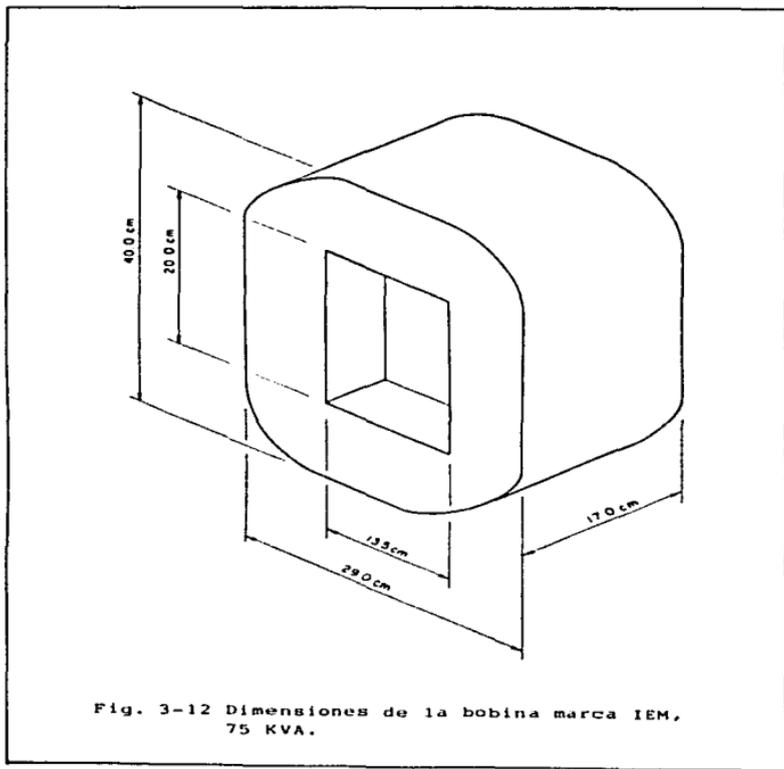


Fig. 3-12 Dimensiones de la bobina marca IEM,
75 KVA.

3.6.6.2 Bobinas IET de 45 KVA.

Construcción de embobinados tipo columna o núcleo para la reparación de transformadores de distribución tipo poste marca IET de 45 KVA, 23000/21500/20000 - 220/127 volts. Estos embobinados constan de dos secciones distribuidas de la siguiente manera: Una sección de baja tensión y una sección de alta tensión.

3.6.6.2.1 Baja tensión.

La baja tensión consta de un casquillo de cartón con 1/16" de espesor cortado a las siguientes medidas 50 cm de largo por 45 cm de ancho con desvaste y un diámetro interior de 12.3 cm. Figura 3-13.



Fig. 3-13 Dimensiones del casquillo de cartón.

Además, lleva rellenos de cartón con 1/4" de espesor a la entrada de la bobina con las medidas que a continuación se indican en la figura 3-14.

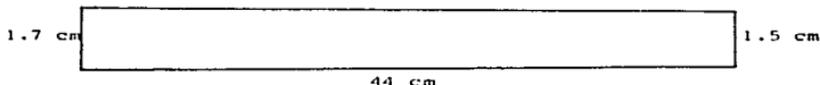


Fig. 3-14 Dimensiones del relleno de cartón.

También, lleva rellenos de cartón con 1/4" de espesor a la salida de la bobina con las medidas que a continuación se indican en la figura 3-15.

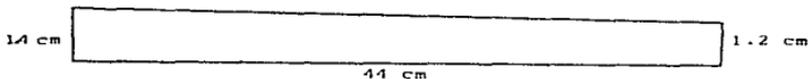


Fig. 3-15 Dimensiones de los rellenos de cartón a la salida de la bobina.

La posición de las espiras de la baja tensión con traslape y relleno se muestran en la figura 3-16.



Fig. 3-16 Representación de las espiras de baja tensión con traslape.

En la primer espira lleva un relleno de cartón con 1/16" de espesor cortado a las medidas que se indican en la figura 3-17.

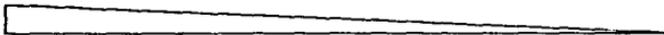


Fig. 3-17 Dimensiones del relleno de cartón para la primer espira.

En la espira no. 9 lleva un relleno de cartón con 1/16" de espesor cortado a las siguientes medidas: 2.2 x 45 cm.

En la espira no. 10 lleva un relleno de cartón con 1/16" de espesor cortado a las siguientes medidas: 1.7 x 45 cm.

En la espira no. 20 con traslape, lleva un relleno de cartón con 1/16" de espesor cortado a las siguientes medidas: 2 x 45 cm.

En la espira no. 21 lleva un relleno de cartón con 1/16" de espesor cortado a las siguientes medidas: 2.1 x 45 cm.

En la espira no. 41 lleva un relleno de cartón con 1/16" de espesor cortado a las medidas que se indican en la figura 3-18.



Fig. 3-18 Dimensiones del relleno de cartón para la espira no. 41

La baja tensión está diseñada con un total de 42 espiras de solera con las siguientes medidas 3.21 x 8.97 mm; cada espira lleva dos soleras en paralelo.

3.6.6.2.2 Alta tensión.

Los aislamientos que lleva entre la baja tensión y la alta tensión son los siguientes:

Un casquillo de cartón con 1/16" de espesor con las medidas que indica la figura 3-19.

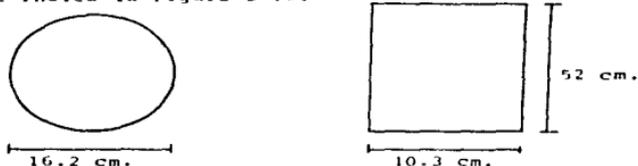


Fig. 3-19 Dimensiones del casquillo de cartón para la bobina de alta tensión.

Cada bobina de alta tensión cuenta con un total de 8 secciones devanadas de la siguiente manera: 6 secciones con un total de 950 espiras cada una y 2 secciones con taps en la espira no. 496 y cada una con un total de 950 espiras, figura 3-20. El aislamiento que lleva entre capas de cada sección es de una vuelta de papel kraft insulador de 0.007" de espesor.

La bobina de alta tensión está diseñada con un total de 7600 espiras y el conductor que se utiliza es alambre doble formanel calibre # 21. Por último, lleva un recubrimiento de barniz aislante, así como un arrollamiento de cinta de lino para que ésta no pierda la forma, figura 3-21.



Fig. 3-20. Construction of the z axis of the altimeter.

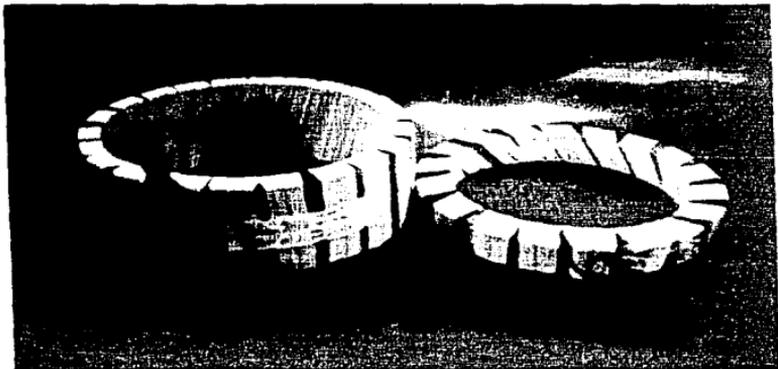


Fig. 3-21. Construction of the x axis of the altimeter.

3.6.7 Area de ensamble.

Se recibe núcleo, bobinas en buen estado, prensa, herrajes, tablero y cambiador de derivaciones del área de desensamble. Así como los devanados y aisladores necesarios para la reparación del transformador provenientes del área de bobinas.

3.6.7.1 Transformadores tipo columna.

Se revisan y en su caso se colocan nuevos aisladores entre el devanado de baja tensión y el núcleo. Se coloca el devanado de baja tensión, posteriormente el devanado de alta tensión colocando separadores entre cada sección del devanado. Al ir introduciendo las secciones del bobinado de alta tensión se debe cuidar por una parte, el sentido de los devanados para evitar que alguna bobina quede invertida, y por la otra, que la zona de derivaciones quede al centro del devanado total.

Se colocan aisladores entre bobinas, bobinas y prensa, procediendo a ensamblar el núcleo por su parte superior mediante el traslape de laminaciones para evitar la aparición de corrientes parásitas que ocasionan pérdidas de energía. Fig. 3-22.

Disponer aisladores entre el núcleo y prensa, cerrando ésta por medio de tirantes para evitar el desplazamiento del núcleo o bobinas.

3.6.7.2 Transformadores tipo acorazado.

Se coloca el conjunto de bobinas reparadas (recordando que en este tipo de transformadores el devanado de baja tensión interior, alta tensión y baja tensión exterior, se encuentran en un solo "paquete").

Colocar aisladores entre bobinas, bobinas y núcleo. Se lamina el núcleo sujetándolo mediante fleje para evitar su expansión. Se insertan aisladores entre núcleo y prensa, cerrando esta última para evitar el desplazamiento del núcleo y bobinas, figura 3-23.

Para finalizar (independientemente del tipo de transformador), se ensambla en su posición original el tablero de conmutación con sus respectivos cambiadores de derivaciones y se aterriza el núcleo a la prensa.

El objetivo de colocar separadores en los devanados, es el de permitir la circulación del aceite dieléctrico en el interior de los bobinados, logrando con ésto, la disipación del calor generado y evitar la aparición de arcos eléctricos en el interior del transformador.



Fig. 3-22 Escudo de un transformador tipo acorazado.



Fig. 3-23 Conjunto núcleo-bobinas totalmente ensamblado de un transformador tipo acorazado.

3.6.8 Area de conexiones.

3.6.8.1 Recepción.

Se recibe el conjunto núcleo-bobinas del área de ensamble, verificar que lo acompañe su respectiva tarjeta de control donde se especifique los principales datos del aparato, como son: Marca, capacidad, voltaje, tipo, serie, etc.

Inspeccionar el conjunto núcleo-bobinas para asegurarse que se encuentran bien colocados los aislamientos entre bobinas, entre núcleo y bobinas, que la prensa se encuentre bien atornillada, el núcleo correctamente aterrizado, así mismo que el tablero y los cambiadores de derivaciones se encuentren en buen estado; de no ser así, sustituirlos por otros en condiciones de operar.

3.6.8.2 Conexión parcial.

Identificar las terminales de las bobinas de alta y baja tensión, así como las terminales correspondientes a las derivaciones en las bobinas de alta tensión. Limpiar las puntas quitando polvo, grasa o esmalte aislante para evitar falsos contactos.

En el caso de los transformadores tipo columna se conectan provisionalmente sus secciones de la siguiente forma: El principio de la primera de arriba, queda pendiente para conectarse a la entrada de la corriente, su fin se conecta al principio de la siguiente y así sucesivamente.

Mediante el probador de relación de transformación (TR) se verifica fase por fase la relación de voltaje para asegurar que no existan bobinas invertidas en el sentido de arrollamiento de sus espiras.

3.6.8.3 Conexión definitiva.

Se procede a conectar la delta (Δ) en alta tensión y la estrella (Y) en baja tensión de acuerdo a las figuras 3-24 y 3-25.

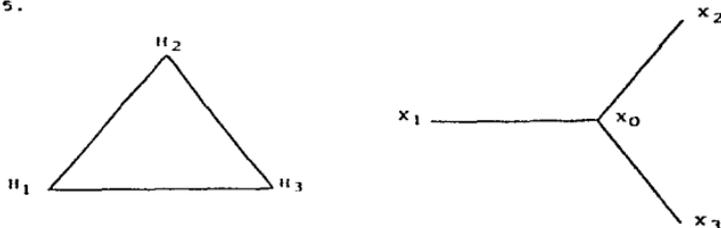


Fig. 3-24 Diagrama vectorial.



FIG. 3-25 Diagrama de conexiones.

3.6.8.3.1 Alta tensión.

Se conecta la delta en alta tensión, las guías hacia las boquillas y las guías a las terminales correspondientes del cambiador de derivaciones.

En caso de que las guías no logren llegar al punto donde serán conectadas, se les añade un pedazo de alambre como lo muestra la figura 3-26.

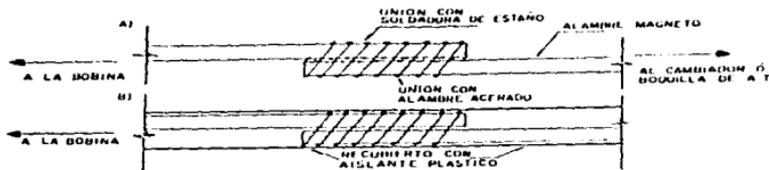


Fig. 3-26 Forma correcta de unión.

Todas las guías deben aislarse con cinta barnish Cambridge, espaguete de fibra de vidrio o tubos de diez capas de papel crepé.

Se conectan las guías a las terminales correspondientes del cambiador de derivaciones, ya sea por medio de soldadura de estaño o mediante zapatas, figuras 3-27 y 3-28. Se verifica el buen funcionamiento del conmutador en todas sus posiciones.

Las guías correspondientes a las fases se sujetan a la boquilla de alta tensión por medio del birlo, asegurando la unión por medio de una tuerca.

3.6.8.3.2 Baja tensión.

Consiste en conectar en estrella la baja tensión. Esto se logra uniendo las tres terminales (soleras de cobre o aluminio) previamente definidas para formar el neutro, generalmente son las terminales más cercanas al núcleo.



Fig. 3-27 Conexión de los taps en un transformador tipo bobinado.

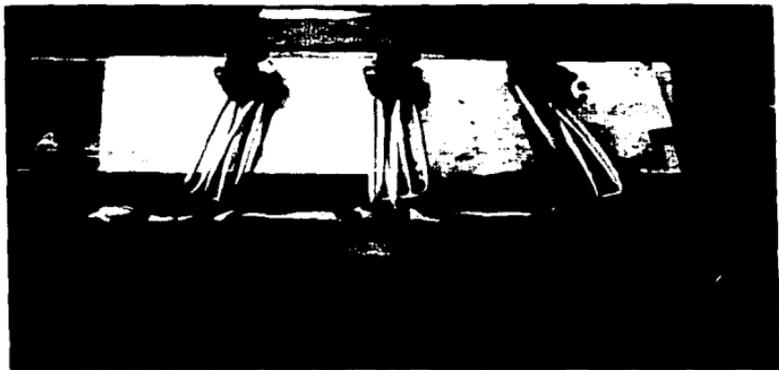


Fig. 3-28 Conexión de los taps en un transformador tipo acorazado.

La unión de estas terminales se logra soldando las soletas o uniéndolas con conectores rectos. Cuando se unen mediante soldadura de plata, se tienen que usar disipadores de calor constituidos por tela de asbesto, los cuales se tienen que humedecer para no afectar con el excesivo calor a los devanados, figura 3-29.

De igual forma, se conectan zapatas a las terminales de de la estrella de la baja tensión para poder sujetarlas a los birlos de las boquillas correspondientes.

Después de que se han enriado las conexiones se procede a aislar el neutro y demás guías de baja tensión con cinta barnish cambridge o papel crepé. Figura 3-30.

Rectificar conexiones para detectar alguna posible falla y aplicar de nuevo la prueba de relación de transformación.

En la tabla 5 se muestran las relaciones de transformación más usuales.

VOLTAJE Vp/Vs	RELACION		
	NOMINAL	MINIMA	MAXIMA
23000/127	181.1	179.3	182.9
21500/127	169.2	167.6	169.2
20000/127	157.4	155.9	158.9

Tabla 5

Se le aplica al conjunto núcleo-bobinas la prueba de delta abierta.



Fig. 3-29 Conexión de la estrella en D.T.

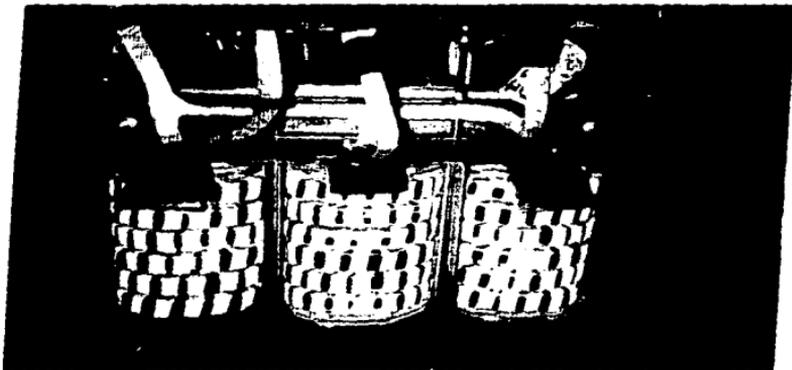


Fig. 3-30 Aislamiento de la estrella y neutro con papel crepe.

3.6.8.4 Prueba de delta abierta.

La finalidad de esta prueba es verificar la correcta conexión de las terminales en el lado de alta y baja tensión, ésto se logra aplicando una tensión de 220 V para hacer circular una corriente por cada devanado tomando las correspondientes lecturas.

La prueba de delta abierta debe expresarse en porciento, y la tolerancia para los transformadores de distribución es de $\pm 7\%$ del valor garantizado.

3.6.8.4.1 Desarrollo.

Se ponen en corto circuito las terminales de baja tensión X_1 , X_2 y X_3 excepto X_0 . En el lado de alta tensión se le aplica un voltaje de 220 V (terminales H_1 , H_2 y H_3).

Existen tres formas de tomar las lecturas para esta prueba:

La primera consiste en conectar en serie un amperímetro en cada fase, cuidando la polaridad de conexión como lo indica la figura 3-31a.

La segunda se logra conectando en serie (verificando la polaridad) un sólo amperímetro en una fase, manteniendo en continuidad las dos fases restantes. De este modo se irá intercambiando el amperímetro en cada una de las fases, manteniendo cerrado el circuito en las dos restantes hasta completar la lectura de corriente de las tres fases como lo indica la figura 3-31b.

Por último puede usarse un amperímetro de gancho para evitar el tener que abrir el circuito de alimentación, intercambiándolo en cada una de las fases como lo indica la figura 3-31c.

Para que un transformador sea aceptado, las lecturas de la corriente por cada fase deberán ser iguales o bien no presentar una diferencia de $\pm 7\%$ con respecto de la corriente mayor. Si la corriente de alguna fase no cumple con la condición anterior, significa que la delta no está correctamente cerrada y el transformador deberá ser rechazado procediendo a realizar las correcciones necesarias.

3.6.8.4.2 Fallas más comunes.

Los tipos de fallas más comunes son las siguientes: Mala manufactura de los cambiadores de derivaciones, unión deficiente entre las guías y los taps del cambiador, falsos contactos en las zapatas de las terminales de baja tensión.

Aislamiento defectuoso en las uniones de baja y alta tensión, así como el de los taps de la bobina al cambiador de derivaciones.

3.6.8.4.3 Medidas de seguridad.

Asegúrese que las conexiones de corto circuito sólo sean entre X_1 , X_2 y X_3 sin interconectar X_0 , ya que si éste se realiza, la corriente circulante producida por la FEM inducida será excesiva para la resistencia óhmica del cable que conecta a X_0 , originando un excesivo calentamiento y posiblemente el incendio del mismo, así como la fundición de los fusibles de la fuente.

Cuando se pruebe el transformador en cada uno de sus taps, asegúrese que éste, ha sido desenergizado.

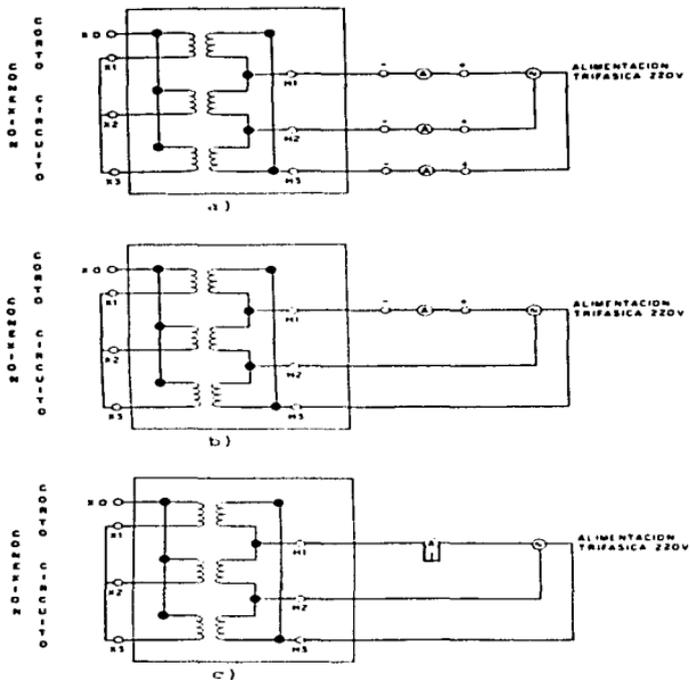


Fig. 3-31 Diagrama de conexiones para la prueba de delta abierta.

3.6.9 Area de secado.

El área de secado tiene por objetivo la extracción de la humedad que pudieran contener los aislamientos y devanados de un transformador.

Se recibe el conjunto núcleo-bobinas del área de conexiones.

Aplicar la prueba de resistencia de aislamiento con el fin de determinar el estado en que se encuentran los aislamientos y con base en ello determinar si se encuentran dentro de los valores mínimos para poder soportar los esfuerzos dieléctricos que se originan al aplicarle tensiones nominales.

3.6.9.1 Prueba de resistencia de aislamiento.

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia en megohms que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo; como referencia se utilizan los valores de un minuto a una temperatura de 20°C para transformadores de distribución.

Los elementos tales como el carbón, polvo o aceite depositados en las superficies aislantes pueden bajar la resistencia de aislamiento. Este factor es particularmente importante cuando se tienen superficies aislantes relativamente grandes, expuestas al ambiente.

El polvo depositado sobre superficies aislantes ordinariamente no es conductor cuando está seco, pero cuando se expone a la humedad se vuelve parcialmente conductor y decrece entonces la resistencia de aislamiento, por lo que se deberá eliminar toda materia extraña que esté depositada sobre el mismo antes de efectuar la prueba.

Una gran parte de los materiales utilizados en los sistemas de aislamiento como el aceite, el papel, el cartón y algunas cintas, son higroscópicos y por lo tanto capaces de absorber humedad y ocasionar una reducción en la resistencia de aislamiento.

La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes.

Un factor que afecta las mediciones de resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica es la presencia de carga previa en el aislamiento. Esta carga puede originarse porque el equipo trabaja aislado de tierra o por una aplicación del voltaje de C.D. en una prueba anterior, por tanto, es necesario que antes de efectuar las pruebas se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.

En el taller eléctrico se utiliza el instrumento de indicación directa conocido como MEGGER, que constituye el instrumento más práctico y común para medir la resistencia de aislamiento. Este instrumento es capaz de operar manualmente o con una toma de corriente alterna.

3.6.9.1.1 Procedimiento.

No se debe usar un probador cuyo voltaje en terminales sea superior al que se considera seguro aplicar al equipo que se va a probar.

Coloque el instrumento en una base firme bien nivelada en el caso de instrumentos equipados con nivel, nivelelos centrando la burbuja. Evite las grandes masas de hierro y los campos magnéticos fuertes.

Coloque la perilla selectora de voltaje en 2500 volts y la perilla selectora de escalas en MIII. Opere el equipo manualmente (con la manivela) a 160 RPM aproximadamente sin conectar nada en las terminales, gire el ajustador de infinito (colocado en la pared frontal vertical del equipo) hasta que la aguja se mantenga sobre la marca de infinito mostrada en la escala de la carátula.

Conecte las tres puntas anexas al equipo a las terminales. La punta con una "Y" insértela a la "L" con el extremo de la terminal macho insertada en la parte superior de la terminal de protección de tierra. Cuidé que los caimanes estén separados en el aire, entonces opere el equipo manualmente. Si la aguja no indica infinito, revise las conexiones de las puntas.

Seleccione la escala MIII. Interconecte los caimanes (ponerlos en corto circuito), opere el equipo manualmente, la aguja deberá indicar cero, si no es así, revise los cables y conexiones.

La terminal de protección a tierra se usa solamente cuando el equipo quede aislado al colocarlo sobre la base firme referida, es decir, que no tenga tierra y con ésta la trayectoria de fuga superficial sea eliminada. En este caso un alambre desnudo en los extremos de conexión, podría ser firmemente atado a tierra en un extremo y a la terminal de protección de tierra del equipo en el otro, proporcionando una trayectoria de fuga para proteger al usuario de una descarga a través de su cuerpo por la operación del equipo.

Manualmente gire la manivela aproximadamente a 160 RPM, asegure una alta velocidad a la cual sienta que vence la resistencia interior del equipo (deberá sentir que adquiere inercia en la rotación). La velocidad de rotación deberá mantenerse lo más constante posible.

Cualquier aparato que requiera ser probado, no deberá estar energizado. Asegúrese que el aparato bajo prueba esté desconectado de cualquier suministro de energía.

Seleccione el voltaje de prueba requerido.

Conecte las puntas (caimanes) al aparato por probarse, la terminal marcada con la "L" corresponde a la parte conductora del aparato y la terminal "E" a la estructura del mismo (cables de aterrizaje o directamente a tierra).

Las conexiones para esta prueba se ilustran en la figura 3-32.

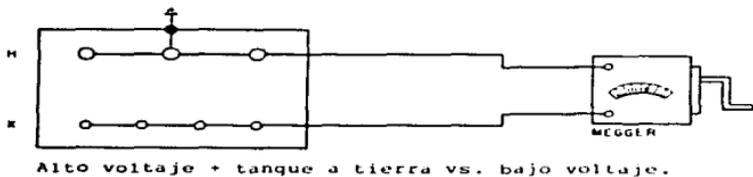
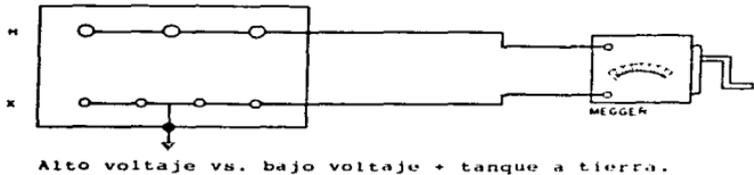
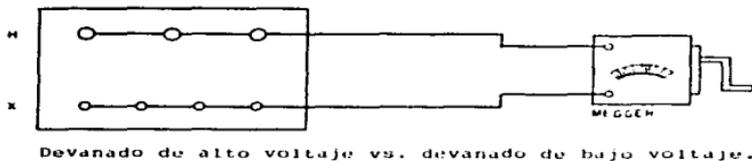


Fig. 3-32 Diagrama de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento.

3.6.9.1.2 Resultados.

Si en la medición de A.T. vs. B.T + Tanque a tierra la resistencia es mayor de 1850 M Ω , y por otro lado, en la medición de B.T vs. A.T. + Tanque a tierra la resistencia de aislamiento es mayor a 250 M Ω , el aislamiento se considera aceptable, ya que en caso contrario, existirá una alta probabilidad de falla en operación o al realizar el resto de las pruebas.

La capacidad de la fuente de C.D. (del MEGGER) generalmente es baja, ya que su finalidad es verificar el estado en que se encuentran sus aislamientos; es decir, ésta es una prueba indicativa, no destructiva, de tal forma que si un aislamiento se encuentra débil, no lo agrave.

Cabe recordar que esta prueba se le aplica a los transformadores que recibirán una reparación parcial. Si son aceptables sus valores de resistencia, se procede a aplicarles la prueba de delta abierta, en caso contrario se les traslada al área de desensamble.

3.6.9.2 Secado.

El obtener valores bajos de resistencia de aislamiento, no indica en forma decisiva que el aislamiento sea deficiente (en su diseño o aplicación), sino que existe contaminación o humedad en el mismo.

El problema de la presencia de contaminación en los aislamientos se resuelve con sólo limpiar a los mismos de ésta. Pero el problema aumenta cuando existe la presencia de humedad en dichos aislamientos. Se deduce la presencia de humedad cuando se obtienen valores bajos de resistencia de aislamiento.

Los transformadores se clasifican en dos grupos de acuerdo a su baja resistencia de aislamiento. Al primero se les denomina transformadores húmedos, ésto es, cuando su resistencia de aislamiento se encuentra dentro del rango de 600 a 1249 M Ω en la prueba A.T. vs. B.T. + tanque a tierra. Al segundo grupo se le denomina, transformadores altamente húmedos y su rango se encuentra de 0 a 599 M Ω para la misma prueba. Figura 3-33.

Los transformadores que no hayan cumplido con los valores de resistencia de aislamiento son introducidos, de acuerdo a su grupo, en las "estufas" de secado con el objetivo de extraer la humedad que pudieran contener sus aislamientos. Figura 3-34.

El proceso de secado se realiza por medio de la circulación de aire forzado previamente calentado mediante resistencias eléctricas a una temperatura de 120°C en el día y 70°C por la tarde, este proceso se repite diariamente hasta que el transformador ha alcanzado los valores aceptables de resistencia de aislamiento.



Fig. 3-33 Clasificación de transformadores de acuerdo a su grado de humedad.



Fig. 3-34 Introducción de los transformadores a las "estufas" de secado.

3.6.10 Area de armado.

Se recibe el conjunto núcleo-bobinas, tanque, tapa, boquillas y demás accesorios de sus respectivas áreas.

Con la ayuda de una grúa se introduce el conjunto núcleo bobinas en el tanque, se fija y atornilla correctamente. Figura 3-35.

Se colocan aislamientos de cartón entre el conjunto núcleo-bobinas y las paredes del tanque.

Se reemplazan todos los empaques de neopreno en base y cabeza de boquillas de alta y baja tensión, cubierta y registro de mano, evitando, cualquier esfuerzo que los pudiera dañar permanentemente, así como asegurarse que el apriete mecánico produzca un sello efectivo. Se deben seguir las instrucciones del fabricante referentes al uso de adhesivos que deban utilizarse después de remover dichos empaques.

Por medio de la brida, se colocan en el tanque las boquillas de baja tensión, conectándose éstas a las terminales de los devanados correspondientes mediante el empleo de sus birlos.

Por medio de sus tornillos, se fija la cubierta o tapa principal (se recomienda un apriete en forma alternada), si ésta no cuenta con las boquillas de alta tensión, se colocan y conectan a sus respectivas guías (mediante la tapa de registro). Fig. 3-36.

Se limpia y verifica el funcionamiento de la válvula de alivio, si se encuentra en buen estado, se vuelve a colocar aplicándole cinta teflón como sellador. Se elimina de impurezas el tornillo de conexión a tierra.

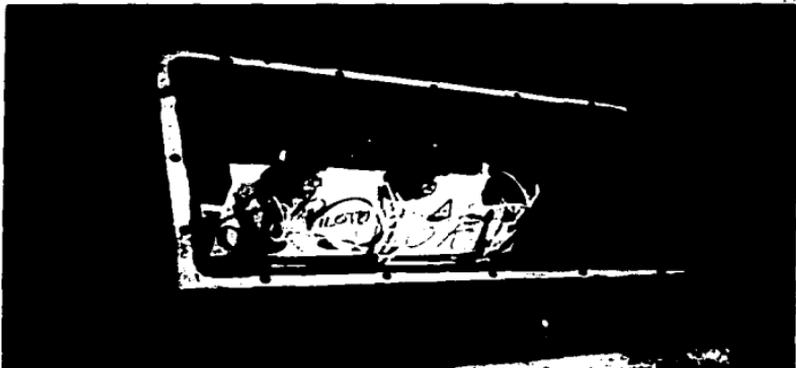


Fig. 3-32 Diagrama técnico de un transformador con el núcleo de hierro introducido al tanque del propio transformador.

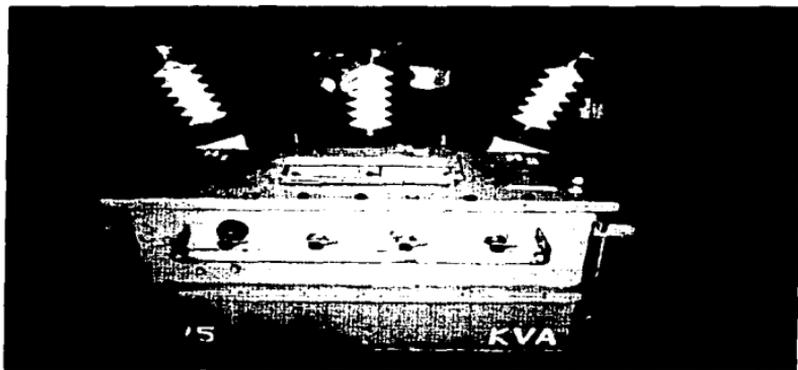


Fig. 3-36 Transformador totalmente armado.

CAPITULO

IV

CAPITULO IV. PRUEBAS A LOS TRANSFORMADORES.

4.1 PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA.

Se recibe el transformador en el área de pruebas. Con el aceite dieléctrico se procede a llenar el tanque hasta el nivel marcado en el mismo, o hasta cubrir totalmente los conmutadores de derivaciones.

Antes de proceder a aplicar la prueba de rigidez dieléctrica, el transformador debe permanecer en reposo después de ser llenado con aceite, se recomienda un reposo mínimo de 24 horas, ésto es, con el objetivo de permitir el desplazamiento de las burbujas de aire contenidas en el mismo.

En los transformadores, el aceite desempeña un papel importante debido a que le sirve como aislante y disipador del calor generado en los devanados del mismo.

La vida del aceite disminuye a causa de la descomposición que sufre durante su trabajo debido a la absorción de humedad, altas temperaturas, oxidación y acidez motivada por la acumulación de lodos, etc.

El aceite usado en los transformadores deberá tener una rigidez dieléctrica que soporte los esfuerzos en condiciones normales de operación, debe poseer alta resistencia a la gasificación para reducir el riesgo de flameo debido al gradiente de potencial de corona. Debe contar con baja viscosidad para circular y transferir el calor generado, impregnar perfectamente los devanados internos del transformador y fluir a bajas temperaturas para evitar la congelación en lugares fríos, ya que el aceite congelado pierde sus propiedades dieléctricas.

Es por ésto, que la rigidez dieléctrica es una de las características principales del aceite aislante y se define como el máximo gradiente de potencial que puede soportar el aceite, sin que se produzca la carga disruptiva.

El objetivo del probador de aceite es el de analizar la rigidez dieléctrica del aceite usado en los transformadores, por lo cual se menciona una breve descripción del manejo de dicho aparato.

4.1.1 Descripción del equipo.

El instrumento para efectuar la prueba de rigidez dieléctrica del aceite, es el llamado probador EHA60 que cuenta con tres tipos de electrodos:

- a) Electrodos planos (Norma ASA).
- b) Electrodos semiesféricos (Norma CER y VDE).
- c) Electrodos esféricos (Norma UTE, ASE y BSS).

Este aparato tiene la capacidad de transformar la tensión de 127 volts de C.A. a través de un transformador elevador a una tensión de 60 KV, también cuenta con un recipiente conocido como "copa", en cuyo interior lleva dos electrodos de separación ajustable, a los cuales, se aplica la tensión de prueba, dicha tensión se aplica desde cero incrementándose por medio de un reóstato autocontenido en el probador.

4.1.2 Desarrollo

Se deben examinar la "copa" y electrodos para detectar en ellos corrosión o acumulación de carbones, en cuyo caso se deben pulir y limpiar con un papel o gamusa secos y libre de polvo.

Ajustar los electrodos de la "copa" a una separación de 2.54 mm. La prueba se debe llevar a cabo a la temperatura ambiente siempre y cuando ésta no sea menor de 20°C, ya que con temperaturas menores se obtienen resultados erróneos.

El aceite a ser probado debe ser agitado suavemente algunas veces antes de llenar la "copa" de prueba con el objetivo de que dicho aceite sea representativo del contenido de impurezas. No debe agitarse rápidamente porque podría introducirse una cantidad excesiva de aire; inmediatamente después de agitar la muestra se debe usar una porción de ella para enjuagar la "copa" de prueba.

Se llena la "copa" lentamente hasta un nivel no menor de 20 mm arriba del borde superior de los electrodos evitando la inclusión de aire.

Colocar la "copa" en su lugar dentro del probador, dejar que el aceite repose durante un periodo de 3 minutos antes de aplicar el voltaje.

Cerrar la tapa de protección, conectar el aparato a tierra y luego a la fuente de C.A.

Al frente del aparato se encuentran los botones representados en la figura 4-1, que funcionan de la siguiente forma:

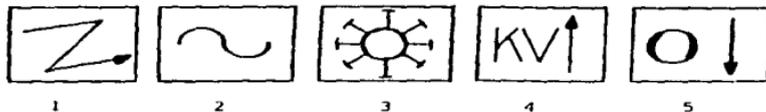


Fig. 4-1 Representación de los botones del probador de rigidez dieléctrica.

Se oprime el botón no. 1 que activa la protección a tierra (deberá encenderse el foco indicativo).

Se oprime el botón no. 2 para dar paso a la tensión por aplicar.

Se oprime el botón no. 4 observando el desplazamiento de la aguja que nos indica el incremento de voltaje desde cero a una velocidad uniforme de 3 KV/s \pm 20% hasta que ocurra la ruptura, la cual se conoce por una descarga continua entre los electrodos que hace operar el interruptor y fijar el movimiento de la aguja. Pueden ocurrir descargas ocasionales momentáneas que no producen un arco permanente y éstas no deben tomarse en cuenta.

Se toma la lectura y se oprime el botón no. 5 para liberar la aguja, regresando ésta a su posición original.

Una vez con la aguja en cero se oprime el botón no. 2 y el equipo queda desenergizado.

Para determinar la tensión de ruptura dieléctrica de la muestra deben efectuarse cinco determinaciones de ruptura en un sólo llenado de la "copa" de prueba, con intervalos de un minuto entre cada una de las rupturas. Si ningún valor se encuentra abajo de 30 KV, el aceite puede considerarse satisfactorio y no se requiere ninguna prueba posterior. Si cualquiera de los valores es menor al especificado, el aceite es rechazado y debe enviarse el transformador al área de desensamble donde le será extraído dicho aceite, el conjunto núcleo-bobinas se escurrirá en la zona de rejillas para pasar al área de secado y seguir con el proceso.

El diagrama para esta prueba se ilustra en la figura 4-2.

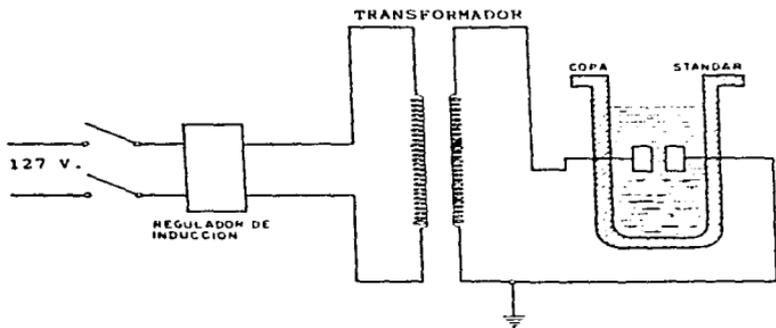


Fig. 4-2 Diagrama ilustrativo para el ensayo de rigidez dieléctrica.

El aceite que se encuentra en condiciones de ser regenerado (no presenta olor a quemado, color obscuro y un rompimiento de rigidez dieléctrica inferior a los 30 KV), es enviado a la máquina regeneradora de aceite al alto vacío.

El objetivo de esta máquina consiste en la extracción de humedad e impurezas contenidas en el aceite dieléctrico para transformadores de distribución.

El proceso de regeneración es el siguiente: se bombea el aceite de los tanques de almacenamiento hacia el calentador, que a base de resistencias eléctricas eleva su temperatura a 70°C para facilitar la extracción de humedad.

Posteriormente pasa a través de un filtro con capilaridad de 0.3 a 0.5 micrones para atrapar las impurezas contenidas en el aceite.

Se envía el aceite a la cámara desgasificadora donde a una presión de 1 atmósfera se logra el rompimiento y separación de las moléculas de agua y aceite.

Por medio del sistema de vacío son extraídas las moléculas de agua que a la salida del microvac podemos observar en forma de rocío.

Finalmente, el aceite seco y libre de impurezas es bombeado hacia los tanques de almacenamiento. El rompimiento de rigidez dieléctrica de este aceite ocurre a los 50 KV.

En la figura 4-3 se representa el diagrama de flujo de la máquina regeneradora de aceite.

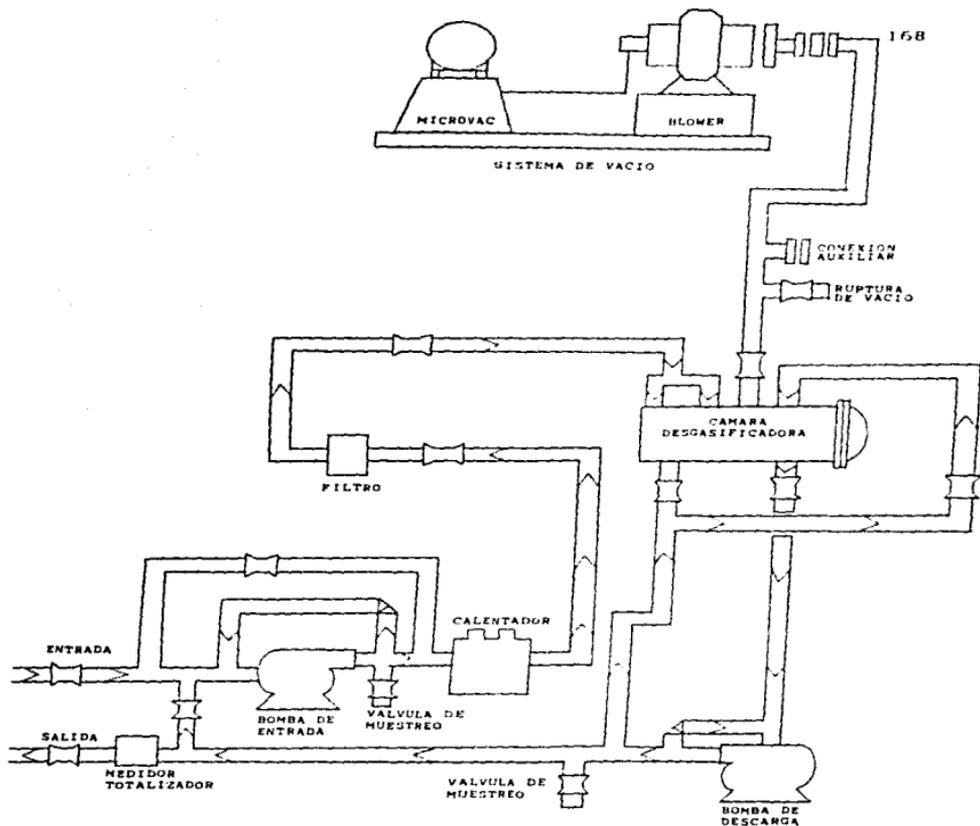


Fig. 4-3 Diagrama de flujo de la máquina regeneradora de aceite.

4.2 PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACION.

La finalidad de la prueba, es el de conocer el valor de la corriente de excitación y con ella las pérdidas en el núcleo (pérdidas por histéresis y corrientes parásitas).

La medición de corriente de excitación en transformadores de distribución es extremadamente útil para detectar corto circuito entre espiras, conexiones deficientes, falsos contactos, devanados abiertos, núcleo a tierra, conexiones incorrectas del cambiador de derivaciones, pérdida parcial del aislamiento entre espiras, núcleo desplazado, laminación floja y desplazamiento de bobinas.

La importancia de esta prueba radica en que su sensibilidad nos brinda la posibilidad de detectar anomalías en el transformador cuando éstas se inician, contando con la oportunidad de tomar medidas correctivas.

La corriente de excitación a tensión y frecuencia nominal debe expresarse en por ciento con respecto a la corriente nominal de alimentación, ésta no debe ser mayor del 2.4% para transformadores trifásicos hasta 45 KVA, de 50 KVA en adelante la corriente de excitación no debe ser mayor del 2% (para transformadores trifásicos) de acuerdo a la tabla 6.

4.2.1 Desarrollo.

Aplicando el voltaje nominal a uno de los devanados del transformador bajo prueba y manteniendo el devanado restante en circuito abierto, el devanado así conectado tomará corriente y potencia de la fuente de alimentación, figura 4-4.

Se toman las lecturas del voltímetro y amperímetro por cada fase, verificando que: en el caso del voltímetro, in-

dique 220 voltios y en el caso del amperímetro la corriente de excitación correspondiente, si esta corriente excede el porcentaje indicado en la tabla 6, el transformador es rechazado y enviado a el área de desensamble.

El potencial de A.T. durante la prueba es el nominal del aparato, por lo que, se deberá tener extremo cuidado de no acercarse al transformador sin verificar que ha sido desenergizado. Todos los cambios de conexiones del equipo durante la prueba deberán hacerse con el circuito alimentador abierto.

A la corriente que toma el devanado donde será aplicada la tensión para alcanzar el voltaje nominal correspondiente se le conoce como corriente de excitación y se define como la corriente necesaria para establecer el flujo magnético requerido para inducir el voltaje nominal en el devanado opuesto. Para que ésto ocurra, la potencia requerida se toma de la fuente de alimentación.

El equipo de prueba se conecta usualmente al devanado de baja tensión, ya que, de esta manera se requiere menor tensión para inducir el voltaje nominal en el devanado de alta tensión.

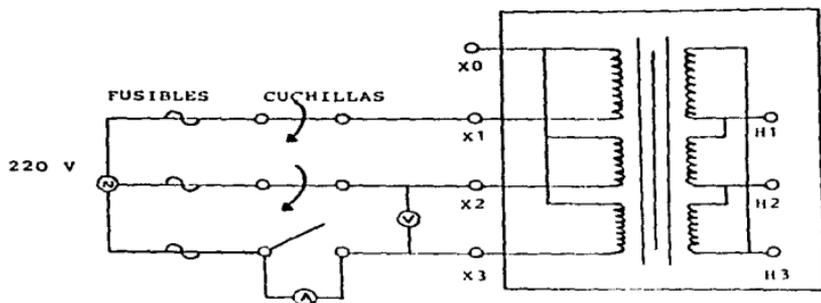


Fig. 4-4 Diagrama de conexiones para la prueba de corriente de excitación.

BAJA TENSION 220 VOLTS				
FASES	CAPACIDAD (KVA)	I NOMINAL (A)	I EXC. 2.1 %	TOLERANCIA + 25 %
3	5	13.12	0.3148	0.3935
3	10	26.24	0.6297	0.7871
3	15	39.36	0.9446	1.1807
3	30	78.72	1.8892	2.3615
3	45	118.09	2.8341	3.5426
FASES	CAPACIDAD (KVA)	I NOMINAL (A)	I EXC. 2 %	TOLERANCIA + 25 %
3	50	131.21	2.6142	3.2802
3	75	196.86	3.9372	4.9215
3	100	262.43	5.2486	6.5607
3	112.5	295.93	5.9186	7.3982
3	150	393.64	7.8728	9.8410
3	225	590.47	11.8094	14.7617
3	300	787.29	15.7458	19.6822
3	500	1312.15	26.2430	32.8037
3	750	1968.23	39.3640	49.2050
BAJA TENSION 440 VOLTS				
FASES	CAPACIDAD (KVA)	I NOMINAL (A)	I EXC. 2 %	TOLERANCIA + 25 %
3	75	98.4122	1.9682	2.4602
3	112.5	147.6184	2.9523	3.6903

TABLA 6 Valores de corriente de excitación.

4.3 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.

El objetivo de esta prueba es el de comprobar el estado de los aislamientos entre devanados y los aislamientos entre devanados y tierra, sometiendo dichos aislamientos a un esfuerzo dieléctrico uniforme.

Los valores aplicados de tensión de prueba están indicados en la tabla 7. El tiempo de duración es de 60 segundos al 75% del voltaje de norma, ésto es, por tratarse de transformadores reparados tomando en cuenta la clase de aislamiento.

Las conexiones para esta prueba se efectúan en la misma forma que para la prueba de resistencia de aislamiento, sólo que en vez de ser el Megger la fuente de potencia, esta vez es un transformador diseñado para tal fin. La medición del voltaje aplicado se efectúa por medio de un voltímetro conectado a través de un transformador de potencial, de acuerdo a la figura 4-5.

Los valores para esta prueba se basan en la forma senoidal de la onda de voltaje; si se cambia el procedimiento de conexión de tal manera que se deforme la onda, esto puede redundar en la aplicación de esfuerzos dieléctricos más severos que hagan fallar los aislamientos.

4.3.1 Procedimiento.

Se partirá de un voltaje mínimo y se aumentará paulatinamente hasta llegar al voltaje de prueba (en 15 segundos aproximadamente).

Al llegar al voltaje de prueba, éste se mantendrá durante 60 segundos; de esta manera se eliminarán al máximo las burbujas que pudiera tener el aceite del transformador. Al final de dicho lapso se reducirá gradualmente el voltaje hasta llegar a cero, procediendo a desconectar la fuente.

La prueba de potencial aplicado es del tipo destructivo, ya que al aplicar una diferencia de potencial a los devanados (mayor que la de operación), se somete a sus aislamientos a esfuerzos dieléctricos mayores que los de operación. Por esta razón debe considerarse que entre mayor sea el número de veces que se le aplique esta prueba a un transformador, mayor será su probabilidad de falla.

4.3.2 Equipo.

El equipo utilizado en el taller eléctrico para esta prueba es el siguiente:

Un regulador de voltaje marca Westinghouse Electric MFG.Co. estilo 5047451, serie 1107171.

50 KW 1 fase 60 ciclos
440 volts primarios
114 amperios secundarios.
100% de regulación.

Un transformador de potencial marca Balteau tipo TE-4,6

440 volts primarios
Relación 400:1
Frecuencia 60 Hz.
Nivel básico de aislamiento al impulso 250KV

Un interruptor 3 polos 200 amperios, 220 volts; accionado manualmente con resorte para operación de cuchillas y fusibles.

Un voltmetro Weston de carátula, escala 0-150-300 volts. C.A., tipo bobina de hierro móvil.

Una cuchilla 3 polos 1 tiro 100 amperios 250 volts, dos cuchillas 1 polo 1 tiro 100 amperios 250 volts.

VOLTAJE NOMINAL KV	CLASE DE AISLAMIENTO KV	VALORES DE PRUEBA A BAJA FRECUENCIA 60 HZ.					LECTURA EN VOLMETRO VOLTS				
		100%	85%	80%	75%	70%	100%	85%	80%	75%	70%
0.220	1.2	10	8.5	8.0	7.5	7.0	25	21.25	20.0	18.75	17.5
3.6	5.0	19	16.2	15.2	14.2	13.3	47.5	40.37	38.0	35.5	33.2
6.0	8.66	26	22.1	20.8	19.5	18.2	65.0	55.25	52.0	48.7	45.5
13.8/ 13.2	15.0	34	28.9	27.2	25.5	23.8	85.0	72.75	68.0	63.7	59.5
24/23	25.0	50	42.5	40.0	37.5	35.0	125.0	106.2	100	93.7	87.5

TABLA 7. Valores aceptables para la prueba de potencial aplicado en transformadores de distribución.

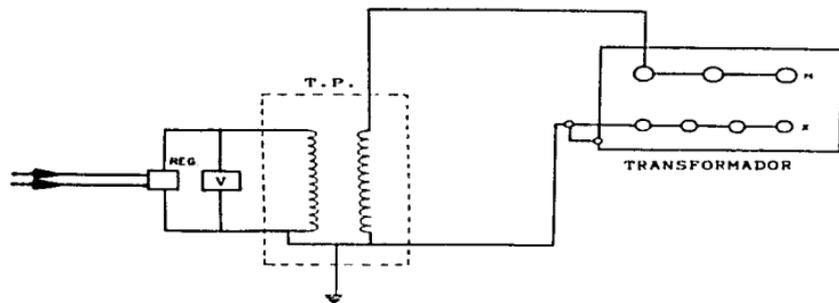


FIG. 4-5 Diagrama de conexiones para la prueba de potencial aplicado.

4.4 PRUEBA DE HERMETICIDAD.

El objetivo de esta prueba es garantizar la hermeticidad del transformador para evitar la entrada de humedad, así como las fugas de aceite dieléctrico.

El transformador tipo poste reparado, debe soportar totalmente ensamblado una presión de nitrógeno equivalente a 0.35 Kg/cm^2 (5 lb/pulg^2) ó 0.5 Kg/cm^2 (7 lb/pulg^2) durante 2 horas según el número de serie, de acuerdo a la tabla B.

La deformación inicial del tanque del transformador originada por el material y la manufactura, no debe exceder del 1.0% con respecto a la longitud del segmento considerado en la dirección medida, y no debe existir deformación permanente del mismo segmento después de aplicar la presión de prueba.

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético con objeto de preservar el aceite. El transformador debe permanecer perfectamente sellado desde una temperatura de -5°C a un máximo de 105°C en la parte superior del líquido aislante.

Para garantizar una buena hermeticidad se deben utilizar empaques de hule vulcanizado (neopreno) a base de un elastómero que cumpla las especificaciones de la NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-J-116-1989.

El lugar donde se alojen deben contar con un sistema que los retenga en su posición correcta, evitando que se desbordeen, eliminando la posibilidad de que al apriete se rebase su límite elástico, provocando falla en la prueba de hermeticidad.

CAPACIDAD KVA	0.35 Kg/cm ² (5 lb/pulg ²)	0.50 Kg/cm ² (7 lb/pulg ²)
5	DE S-1 HASTA S- 335	DESDE S- 336
10	DE T-1 HASTA T- 249	DESDE T- 295
15	DE U-1 HASTA U- 435	DESDE U- 436
25	DE W-1 HASTA W- 16	DESDE W- 17
30	DE X-1 HASTA X- 156	DESDE X- 183
37.5	Y- 1	DESDE Y- 2
45	DE A-1 HASTA A- 1082	DESDE A- 1083
50	DE N-1 HASTA N- 80	DESDE N- 81
75	DE B-1 HASTA B-15869	DE B-15870 A B-16769
112.5	DE C-1 HASTA C-13692	DESDE C-13762
150	DE D-1 HASTA D- 2512	DESDE D- 2543
225	DE E-1 HASTA E- 1541	DESDE E- 1552
300	DE H-1 HASTA H- 1198	DESDE H- 1219

Tabla 8 Valores aplicables para
la prueba de hermeticidad.

Las fugas pueden ser localizadas con relativa facilidad aplicando agua jabonosa en todas las áreas donde pueda ocurrir alguna fuga, las burbujas de jabón formadas indican la posición exacta de dicha fuga.

4.4.1 Acabado.

El transformador debe tener un acabado que lo proteja contra la corrosión (primario y pintura). El color preferente debe ser gris claro con un pigmento laminar no metálico. Figura 4-6.

Los radiadores tubulares con soldadura interna al cabezal, deben tener una soldadura de arco en la parte exterior que permita evitar el acumulamiento de agua.

4.4.2 Almacenaje.

Si los transformadores no son puestos en servicio inmediatamente, es aconsejable colocarlos debidamente revisados en su sitio permanente. Si ésto no es posible, entonces deben almacenarse en un lugar seco el cual no esté sujeto a fuertes variaciones de temperatura.

Los transformadores de distribución no deben almacenarse u operarse en presencia de gases corrosivos, tales como el cloro.



Fig. 4-6 Acabado del transformador.

CAPITULO

V

CAPITULO V. ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO.

5.1 COSTO TOTAL (CT).

El costo total, económicamente hablando, representa, en términos generales, toda la inversión necesaria para producir y vender un artículo. En nuestro caso, para reparar los transformadores de distribución. Los elementos que integran el costo total son:

5.1.1 Costo por Labor Directa (CLD).

Es el esfuerzo humano identificado, en cuanto a su monto, en la unidad producida en términos de sueldos y salarios. Es decir, es la suma de salarios de todo el personal que interviene directamente en la reparación del transformador como son: los sobrestantes, mecánicos eléctricos A, B y C; ayudantes, peones y formantes prácticos.

5.1.2 Costo por Labor Indirecta (CLI).

Está determinado por la suma de los salarios del personal que interviene indirectamente en el proceso de reparación. El costo por labor indirecta está formado por:

A) Costo Integro (CI).

Lo constituye el costo por salarios del personal técnico y de ingeniería propio del área de distribución perteneciente al taller eléctrico.

B) Costo Parcial (CP).

Se denomina Costo Parcial ya que los gastos de salario generados por este concepto son atribuidos a un mismo personal que atiende tanto al área de potencia, así como la de motores y la propia de distribución. Por lo tanto, el porcentaje de costo que le corresponde al área de distribución es del 33.33% del salario de nómina. El personal que integra este costo es: Oficinistas, personal de apoyo (taller mecánico), intendencia y vigilancia.

5.1.3 Costo Administrativo (CA).

Es un gasto indirecto de servicio que se encarga del control administrativo de toda la empresa, es decir, las fuentes de trabajo que genera el personal que realiza la labor directa, como son: Departamento jurídico, personal de confianza, tomadores de tiempo, departamento de trabajo etc.

El porcentaje de gastos que le corresponde a cada trabajador por concepto del costo administrativo es del 11.4% de su salario de nómina.

5.1.4 Beneficio Social (BS).

Es la suma de todas las prestaciones económicas que hace la empresa a sus trabajadores como son: Vacaciones, aguinaldo, ayuda para renta, transporte y electricidad, viáticos, equipo de seguridad, uniformes, etc.

El porcentaje que representa el beneficio social es del 209.91% del salario de nómina para cada trabajador (según datos Contraloría Interna).

5.1.5 Costo por Material Directo (CMD).

Material Directo es el elemento que se convierte en un artículo de consumo o de servicio. También equivocadamente conocido como "Materia Prima", ya que el material no siempre es primero, o ya tiene alguna transformación, no es virgen u original.

El material, cuando se le puede identificar por su monto y/o tangibilidad en un artículo elaborado, se le conoce como Material Directo. El Costo por Material Directo, es la suma (en dinero) del valor de los elementos adquiridos para la reparación del transformador.

5.1.6 Costo por Gastos Indirectos (CGI).

Es la suma del valor monetario de los elementos, accesorios y artículos que intervienen indirectamente en el proceso, como son; Combustibles, mantenimiento (mecánico y eléctrico), artículos de oficina e intendencia, etc.

El Costo por Gastos Indirectos (CGI), al igual que el Costo Parcial (CP), es generado por las tres áreas existentes (distribución, potencia y motores), por lo tanto, al área de distribución se le atribuye un 33.33% del gasto por este concepto.

5.1.7 Costo por Bono de Producción (CBP).

El Bono de Producción es un estímulo económico que la empresa otorga a los trabajadores que intervienen en la reparación por labor directa al producir más de 100 unidades mensuales.

5.2 RELACION DE PERSONAL PARA EL CALCULO DE COSTO POR LABOR DIRECTA (CLD).

PRIMER TURNO

AREA DE DESENSAMBLE

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Sobrestante	1	\$ 83.18
Mecánico Eléctrico "A"	2	\$ 77.52
Mecánico Eléctrico "B"	2	\$ 58.14
Ayudante	5	\$ 45.53
Peón	1	\$ 35.68

AREA DE ENSAMBLE

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Sobrestante	1	\$ 83.18
Mecánico Eléctrico "A"	2	\$ 77.52
Mecánico Eléctrico "B"	5	\$ 58.14
Mecánico Eléctrico "C"	3	\$ 52.91
Ayudante	11	\$ 45.53
Peón	1	\$ 35.68

AREA DE BOBINAS

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Sobrestante	1	\$ 83.18
Mecánico Eléctrico "B"	9	\$ 58.14
Mecánico Eléctrico "C"	1	\$ 52.91
Ayudante	10	\$ 45.53
peón	2	\$ 35.68

AREA DE CONEXIONES

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Sobrestante	1	\$ 83.18
Mecánico Eléctrico "A"	4	\$ 77.52
Mecánico Eléctrico "H"	3	\$ 58.14
Mecánico Eléctrico "C"	4	\$ 52.91
Ayudante	7	\$ 45.53
Peón	1	\$ 35.68
Formante Práctico	2	\$ 25.19

AREA DE SECADO Y ARMADO

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Sobrestante	1	\$ 83.18
Mecánico Eléctrico "A"	1	\$ 77.52
Mecánico Eléctrico "B"	7	\$ 58.14
Mecánico Eléctrico "C"	3	\$ 52.91
Ayudante	14	\$ 45.53
Peón	5	\$ 35.68
Formante Práctico	1	\$ 25.19

SEGUNDO TURNO

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Sobrestante	1	\$ 83.18
Mecánico Eléctrico "A"	4	\$ 77.52
Mecánico Eléctrico "B"	8	\$ 58.14
Mecánico Eléctrico "C"	3	\$ 52.91
Ayudante	16	\$ 45.53
Peón	3	\$ 35.68

COSTO POR LABOR DIRECTA (CLD)

CATEGORIA	SALARIO	SALARIO	NUMERO DE EMPLEADOS	SUBTOTAL
	DIARIO	MENSUAL		
Sobrestante	\$ 83.18	\$1663.60	6	\$ 9981.60
Mecánico Eléctrico "A"	\$ 77.52	\$1550.40	13	\$ 20155.20
Mecánico Eléctrico "B"	\$ 58.14	\$1162.80	34	\$ 39535.20
Mecánico Eléctrico "C"	\$ 52.91	\$1058.20	14	\$ 14814.80
Ayudante	\$ 45.53	\$ 910.60	63	\$ 57367.80
Peón	\$ 35.68	\$ 713.60	13	\$ 9276.80
Formante Práctico	\$ 25.19	\$ 503.80	3	<u>\$ 1511.40</u>
			TOTAL	\$152642.80

NOTA: Salario mensual = salario diario X 20 (días).

**5.3 RELACION DE PERSONAL PARA EL CALCULO DE COSTO POR LABOR
INDIRECTA (CLI).**

PERSONAL DE INGENIERIA

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Ingeniero CL. 19-A	1	\$ 157.50
Ingeniero CL. 19-B	1	\$ 151.35
Ingeniero CL. 20-B	2	\$ 100.90

PERSONAL TECNICO

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Inspector CL. 19-1	1	\$ 114.44
Supervisor CL. 20	1	\$ 103.36

PERSONAL DE OFICINAS

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Jefe de oficina	1	\$ 93.52
Oficinista Esp. "A"	1	\$ 76.74
Oficinista Esp. "B"	2	\$ 65.56
Ayudante de Oficinista	1	\$ 36.20

PERSONAL DE APOYO (TALLER MECANICO)

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Ing. CL. 19-A	1	\$ 157.50
Ing. CL. 19-B	1	\$ 132.89
Ing. CL. 20-A	1	\$ 123.67
Supervisor CL. 20	1	\$ 103.36
Sobrestante	1	\$ 83.18
Mecánico Eléctrico "A"	1	\$ 77.52
Mecánico Eléctrico "B"	4	\$ 58.14
Mecánico Eléctrico "C"	2	\$ 52.91
Ayudante	7	\$ 45.53

PERSONAL DE INTENDENCIA

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Encargado de Conserje	1	\$ 49.60
Conserje	1	\$ 44.15

PERSONAL DE VIGILANCIA

CATEGORIA	CANTIDAD	SALARIO
Vigilante	1	\$ 44.30

COSTO INTEGRO (CI)

CATEGORIA	SALARIO DIARIO	SALARIO MENSUAL	NUMERO DE EMPLEADOS	SUBTOTAL
Ingeniero CL. 19-A	\$157.50	\$3150.00	1	\$ 3150.00
Ingeniero CL. 19-B	\$151.35	\$3027.00	1	\$ 3027.00
Ingeniero CL. 20-B	\$100.90	\$2016.00	2	\$ 4036.00
Inspector CL. 19-1	\$114.44	\$2288.80	1	\$ 2288.80
Supervisor CL. 20	\$103.36	\$2067.20	1	<u>\$ 2067.20</u>
			TOTAL	\$14569.00

COSTO PARCIAL (CP)

CATEGORIA	SALARIO DIARIO	SALARIO MENSUAL	NUMERO DE EMPLEADOS	SUBTOTAL 100%	SUBTOTAL 33.33%
Jefe de Oficina	\$ 93.52	\$1870.40	1	\$ 1870.40	\$ 623.46
Oficinista Esp. "A"	\$ 76.74	\$1534.80	1	\$ 1534.80	\$ 511.60
Oficinista Esp. "B"	\$ 65.56	\$1311.20	2	\$ 2622.40	\$ 874.13
Ayudante de Oficinista	\$ 36.20	\$ 724.00	1	\$ 724.00	\$ 241.33
Ing. CL. 19-A	\$157.50	\$3150.00	1	\$ 3150.00	\$ 1050.00
Ing. CL. 19-B	\$132.89	\$2657.80	1	\$ 2657.80	\$ 885.93
Ing. CL. 20-A	\$123.67	\$2473.40	1	\$ 2473.40	\$ 824.46
Supervisor CL. 20	\$103.36	\$2067.20	1	\$ 2067.20	\$ 689.06
Sobrestante	\$ 83.18	\$1663.60	1	\$ 1663.60	\$ 554.53
Mecánico Eléctrico "A"	\$ 77.52	\$1550.40	1	\$ 1550.40	\$ 516.80
Mecánico Eléctrico "B"	\$ 58.14	\$1162.80	4	\$ 4651.20	\$ 1550.40
Mecánico Eléctrico "C"	\$ 52.91	\$1058.20	2	\$ 2116.40	\$ 705.46
Ayudante	\$ 45.53	\$ 910.60	7	\$ 6374.20	\$ 2124.73
Encargado de Conserje	\$ 49.60	\$ 992.00	1	\$ 992.00	\$ 330.66
Conserje	\$ 44.15	\$ 883.00	1	\$ 883.00	\$ 294.33
Vigilante	\$ 44.30	\$ 886.00	1	\$ 886.00	\$ 295.33
				TOTAL	\$12072.21

5.4 RELACION DE ELEMENTOS PARA EL CALCULO DEL COSTO POR MATERIAL DIRECTO (CND).

La siguiente relación corresponde a el mes de Octubre por aproximarse a la producción promedio mensual (117.33) con 114 unidades. TABLA 9.

DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	UNIDAD	CANTIDAD REQUERIDA	MONETARIO
Acoste dieléctrico (nuevo)	\$ 7.60	Lto.	10000.00	\$ 76000.00
Adelgazador para barniz	\$ 8.30	Lto.	19.00	\$ 157.70
Alambre de cobre (A.T.)	\$ 21.70	Kg.	3258.50	\$ 70709.45
Barniz aislante SV-455	\$ 8.20	Lto.	40.00	\$ 328.00
Birlos p/boquilla A.T.	\$ 2.40	Pza.	115.00	\$ 276.00
Cambiadores de derivación	\$ 26.10	Pza.	49.00	\$ 1278.90
Cartón dieléctrico	\$ 44.40	Kg.	74.00	\$ 3278.20
Cinta barnish cambridge	\$ 15.60	Pza.	7.00	\$ 109.20
Cinta de lino de 1"	\$ 7.40	Pza.	327.00	\$ 2419.80
Cinta maskin tapa de 3/4"	\$ 8.43	Pza.	70.00	\$ 590.10
Cinta teflón de 1/2"	\$ 2.30	Pza.	35.00	\$ 80.50
Esmalte alquidrico	\$ 17.80	Lto.	87.50	\$ 1557.50
Espagueta fibra de vidrio	\$ 3.20	Mto.	1750.00	\$ 5600.00
Estopa	\$ 3.70	Kg.	48.50	\$ 179.45
Fibra metálica	\$ 2.00	Kg.	9.00	\$ 18.00
Fleje pavonado	\$ 23.30	Kg.	30.00	\$ 699.00
Grapa para fleje	\$ 40.60	Kg.	2.50	\$ 101.50
Lija para fierro	\$ 2.10	Pza.	11.00	\$ 23.10
Neopreno plano	\$ 10.30	Kg.	128.50	\$ 1323.55
Neopreno redondo	\$ 9.20	Kg.	26.00	\$ 239.20
Nitrógeno	\$ 3.00	Kg.	50.00	\$ 150.00
Papel crope	\$ 75.00	Kg.	77.50	\$ 5812.50
Papel kraft insuldr	\$ 23.10	Kg.	195.00	\$ 4504.50
Papel nomex	\$ 210.00	Kg.	5.00	\$ 1050.00
Pasta para soldar	\$ 19.40	Kg.	5.00	\$ 97.00
Resistol 5000	\$ 31.70	Lto.	3.50	\$ 110.95
Resistol blanco 850	\$ 27.90	Lto.	22.00	\$ 613.80
Roldana plana	\$ 0.20	Pza.	700.00	\$ 140.00
Roldana de presión	\$ 0.30	Pza.	700.00	\$ 210.00
Segueta diente fino	\$ 3.80	Pza.	8.00	\$ 30.40
Soldadura de estaño	\$ 35.40	Kg.	6.00	\$ 212.40
Soldadura de plata	\$ 620.00	Kg.	2.50	\$ 1550.00
Solera de cobre (H.T.)	\$ 26.60	Kg.	48.20	\$ 1282.12
Solvente dieléctrico	\$ 12.30	Lto.	90.00	\$ 1107.00
Tapón capa 3/4"	\$ 2.80	Pza.	15.00	\$ 42.00
Thinner	\$ 3.10	Lto.	72.50	\$ 224.75
Tornillos con tuerca	\$ 0.85	Pza.	500.00	\$ 425.00
Zapatas de ojillo	\$ 0.45	Pza.	550.00	\$ 247.50
TOTAL				\$182779.07

**5.5 RELACION DE CONCEPTOS PARA EL CALCULO DE
COSTO POR GASTOS INDIRECTOS (CGI)**

CONCEPTO	SUBTOTAL 100%	SUBTOTAL 33.33%
Intendencia	\$ 780.40	\$ 260.13
Mantenimiento	\$2560.50	\$ 853.50
Oficinas	\$ 690.10	\$ 230.03
Transportes	\$2709.30	<u>\$ 903.10</u>
		TOTAL \$2246.76

5.6 COSTO POR BONO DE PRODUCCION (CRP).

El Costo por bono de produccion promedio mensual de acuerdo a Contraloria Interna, tomando como base los valores de la tabla 9 es:

$$CRP = \$ 27941.82$$

NOTA: Todos los cálculos y estimaciones corresponden a un periodo de un mes (20 días hábiles).

CONCEPTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PRODUCCION MENSUAL	181	48	178	83	137	42	185	134	149	114	64	73
REPARACION MENOR	72	36	119	34	81	17	67	74	46	65	15	29
REPARACION PARCIAL	39	2	12	8	6	15	35	38	25	22	25	19
REPARACION MAYOR	71	10	47	41	5	10	83	22	78	27	44	25
% REPARACION MENOR	0.40	0.75	0.67	0.41	0.59	0.40	0.36	0.55	0.31	0.57	0.18	0.40
% REPARACION PARCIAL	0.21	0.04	0.07	0.10	0.04	0.36	0.19	0.28	0.17	0.19	0.30	0.26
% REPARACION MAYOR	0.39	0.21	0.26	0.49	0.04	0.24	0.45	0.16	0.52	0.24	0.52	0.34
PRODUCCION ACUMULADA	181	229	407	490	627	669	854	988	1137	1251	1335	1406
REP. MENOR ACUMULADA	72	108	227	261	342	359	426	500	546	611	626	655
REP. PARCIAL ACUMULADA	39	40	52	60	66	81	116	154	179	201	226	245
REP. MAYOR ACUMULADA	71	81	128	169	174	184	267	289	367	394	438	463
% REP. MENOR ACUMULADA	0.40	0.47	0.56	0.53	0.55	0.54	0.50	0.51	0.48	0.49	0.47	0.47
% REP. PARCIAL ACUMULADA	0.21	0.17	0.13	0.12	0.11	0.12	0.14	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17
% REP. MAYOR ACUMULADA	0.39	0.35	0.31	0.24	0.28	0.28	0.31	0.29	0.32	0.31	0.33	0.33
KVA MENSUALES	13161	3945	17424	6472.5	12532.5	3442.5	16170	11502.5	12499	9905	7305	6305
KVA ACUMULADOS	13161	17106	34930	41402.5	54335	57777.5	73947.5	85450	97949	109454	117159	123464

TABLA 9 PRODUCCION CORRESPONDIENTE AL AÑO 1965

5.7 CALCULO DEL COSTO TOTAL (CT).

5.7.1 DATOS.

-Costo por Labor Directa (CLD) =	\$ 152642.80
-Costo Integro (CI) =	\$ 14569.00
-Costo Parcial (CP) =	\$ 12072.21
-Costo por Material Directo (CMD) =	\$ 182779.07
-Costo por Gastos Indirectos (CGI) =	\$ 2246.76
-Costo por Bono de Producción (CBP) =	\$ 27941.83

5.7.2 FORMULAS.

$$CT = CLD + CLI + CA + BS + CMD + CGI + CBP$$

DONDE:

$$CLI = CI + CP$$

$$CA = [CLD + CLI] \times 0.114$$

$$BS = [CLD + CLI + CA] \times 2.0991$$

5.7.3 OPERACIONES Y RESULTADOS.

$$CLI = 14569.00 + 12072.21 = 26641.21$$

$$CA = [152642.80 + 26641.21] \times 0.114 = 20438.37$$

$$BS = [152642.80 + 26641.21 + 20438.37] \times 2.0991 = 419237.24$$

$$CT = 152642.80 + 26641.21 + 20438.37 + 419237.24 + \\ + 182779.07 + 2246.76 + 27941.83 = 831927.28$$

$$\underline{\underline{COSTO TOTAL (CT) = \$ 831927.28}}$$

5.8 ANALISIS DE RESULTADOS.

Costo por unidad reparada = Costo Total / Producción mensual
 = 831927.28 / 114
 Costo por unidad reparada = \$ 7297.60

Costo por KVA reparado = Costo Total / KVA mensual
 = 831927.28 / 9905
 Costo por KVA reparado = \$ 83.99

El costo de los transformadores nuevos marca EMSA es el siguiente:

Transformador de 75 KVA, 13200 - 220Y/127 ~~-----~~ \$14705.43
 Transformador de 112.5 KVA, 13200 - 220Y/127 ~~-----~~ \$18744.23

Costo promedio por unidad nueva:
 $[14705.43 + 18744.23] / 2 = \underline{\$ 16724.83}$

Costo promedio por KVA nuevo:
 $[14705.43 + 18744.23] / [75 + 112.5] = \underline{\$ 178.39}$

En la tabla 10 se muestra la comparación de los costos finales de producción que justifican (económicamente) la reparación de los transformadores de distribución.

CONCEPTO	NUEVO(A)	REPARADO(A)	DIFERENCIA
UNIDAD	\$16724.83	\$ 7297.60	\$ 9427.23
KVA	\$ 178.39	\$ 83.99	\$ 94.40

TABLA 10 Comparación de costos.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Dada la importancia que tienen los transformadores de distribución en el desarrollo del país, y en particular en el sistema eléctrico, es indispensable para asegurar el buen funcionamiento del mismo, contar con unidades que proporcionen continuidad de servicio a los usuarios.

La continuidad de servicio que ofrece Luz y Fuerza del Centro radica (en buena medida), en contar con transformadores disponibles para los casos que así lo requieran. Dichos transformadores son unidades que han sido reparadas en el Taller Eléctrico perteneciente a la citada empresa, de ahí la importancia que tiene la reparación de los mismos.

El proceso de reparación descrito en el presente trabajo, cumple con los requerimientos esenciales de operación ya que su desarrollo se basa tanto en los principios teóricos de funcionamiento, en las Normas Oficiales Mexicanas y en las Normas de la propia Luz y Fuerza del Centro, además de las técnicas de trabajo desarrolladas a través de largos años de experiencia que permiten identificar con gran precisión los puntos más vulnerables de los transformadores, así como la interpretación de los resultados correspondientes a las pruebas preliminares de detección de falla.

Por otra parte, las pruebas eléctricas aplicadas a los transformadores garantizan la continuidad de servicio, ya que antes de ser puestos en operación, éstos son sometidos a grandes esfuerzos dieléctricos con el fin de detectar y corregir las fallas que pudieran presentarse a corto plazo.

El costo de inversión realizado en el proceso de reparación de transformadores queda justificado no sólo por el ahorro que se hace Luz y Fuerza del Centro, sino por los beneficios económicos y de servicio que se ofrecen a los usuarios al no incrementar la tarifa eléctrica por concepto de adquisición de nuevas unidades y por otra parte por la continuidad de servicio que se ofrece a los mismos.

De acuerdo a la definición de productividad "La productividad es la relación cuantitativa entre lo que producimos y los recursos que utilizamos", ésta puede incrementarse en el Taller Eléctrico siguiendo las siguientes recomendaciones:

- a) En cuanto a suministros.
 - Evitando desperdicios
 - Evitando el mal uso de los materiales.

- b) En cuanto a fuerza de trabajo.
 - Evitando tiempos ociosos.
 - Suprimiendo maniobras innecesarias.
 - Evitando el mal uso de la capacidad.

- c) En cuanto a los medios de producción.
 - Reduciendo los tiempos de paro.
 - Evitando el desgaste prematuro.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- 1.- CAMARENA, M. Pedro.
Transformadores eléctricos industriales.
Ed. Compañía Editora Continental S.A., México, 1974.
322 pp.

- 2.- CHAPMAN, Stephen J.
Máquinas eléctricas.
(Traduc. Prado, M. Ricardo y Alemán, C. Jaime).
Ed. McGraw-Hill, México, 1991.
655 pp.

- 3.- DAWES, Chester L.
Tratado de electricidad (Tomo II).
(Traduc. Rubio, Santiago).
Ed. Ediciones G. Gilj S.A. de C.V., 4a. ed., México, 1986.
735 pp.

- 4.- DEL RIO, G. Cristóbal.
Costos I (Históricos).
Ed. Ecasa, 14a. ed., México, 1989.
355 pp.

- 5.- ENRIQUEZ, H. Gilberto.
Curso de transformadores y motores trifásicos de inducción.
Ed. Limusa, 2a. ed., México, 1976.
235 pp.

- 6.- GINGRICH, Harold W.
Máquinas eléctricas (transformadores y controles).
(Traduc. Rodríguez, Z. Alfonso).
Ed. Carvajal, Colombia, 1979.
365 pp.
- 7.- GOURISHANKAR, Vembu.
Conversión de energía electromecánica.
(Traduc. Aguilar, Guillermo).
Ed. Alfaomega, México, 1990.
638 pp.
- 8.- KENNETHS, S. Jacobo.
Norma I y F No. 1.0152 K.
Luz y Fuerza del Centro S.A., México, 1993.
26 pp.
- 9.- KOSTENKO, M. y PIOTROVSKY, L.
Máquinas eléctricas (Vol. I).
(Traduc. Ibañez, M. Luis).
Ed. Montaner y Simón S.A., España, 1968.
522 pp.
- 10.- KOSOW, Irving L.
Máquinas eléctricas y transformadores.
(Traduc. Casas, J. Jorge y O'Callaghan, C. Juan).
Ed. Reverté S.A., España, 1978.
727 pp.

- 11.- LANGSDORF, Alexander.
Teoría de las máquinas de corriente alterna.
(Traduc. Gómez de Ureta, Rafael).
Ed. McGraw-Hill, 2a. ed., New York, 1877.
701 pp.
- 12.- LUCA, M. Carlos.
Máquinas eléctricas (Tercera parte).
Ed. Representaciones y servicios de Ingeniería S.A.,
México, 1980.
311 pp.
- 13.- MACKENZICK, C. Russel.
Análisis y medición del trabajo.
Ed. Diana, México, 1979.
130 pp.
- 14.- McPHERSON, George.
Introducción a máquinas eléctricas y transformadores.
(Traduc. Alvarez, S. Carlos).
Ed. Limusa, México, 1987.
547 pp.
- 15.- PACHECO, V. Héctor.
Transformadores.
Ed. Editor de Libros Técnicos, México, 1983.
186 pp.

- 16.- SANCHEZ, R. Leandro y CAHRERA, R. Bernardo.
Manual de campo de prueba y rediseño de transformadores de distribución.
Luz y Fuerza del Centro, México, 1994.
78 pp.
- 17.- S/A.
Manual de campo de transformadores.
Comisión Federal de Electricidad., México, 1992.
42 pp.
- 18.- S/A.
Manual de operación y mantenimiento.
Voltran, México, 1993.
42 pp.
- 19.- S/A.
Norma Oficial Mexicana NOM-J-116-1989.
(Productos eléctricos - Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación).
Sría. de Patrimonio y Fomento Industrial, México, 1989.
69 pp.
- 20.- S/A.
Norma Oficial Mexicana NOM-J-123-1982.
(Aceite aislante no inhibido para transformadores).
Sría. de Patrimonio y Fomento Industrial, México, 1982.
98 pp.

21.- S/A.

Norma Oficial Mexicana NOM-J-169-1987.

(Productos eléctricos - Transformadores y autotransformadores de distribución y potencia - Métodos de prueba)
Sria. de Comercio y Fomento Industrial, México, 1987.
107 pp.

22.- S/A.

Norma Oficial Mexicana NOM-J-234-1987.

(Productos eléctricos - Boquillas de porcelana de baja y alta tensión para transformadores de distribución, servicio exterior).
Sria. de Comercio y Fomento Industrial, México, 1987.
51 pp.

23.- S/A.

Norma Oficial Mexicana NOM-J-410-1982.

(Guía para instalación y mantenimiento de transformadores sumergidos en aceite).
Sria. de Patrimonio y Fomento industrial, México, 1982.
13 pp.

24.- S/A.

Transformadores de distribución.

Luz y Fuerza del Centro, México, 1994.
27 pp.

25.- THALER, George J. y WILCOX, Milton L.

Máquinas eléctricas.

(Traduc. Ing. Del Valle, Mario).
Ed. Limusa, México, 1984.
675 pp.