



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

ARAGÓN

“PRUEBAS REALIZADAS A UN  
TRANSFORMADOR DE 15 MVA/230 KV-23KV,  
MARCA IEM.”

## T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA  
ÁREA: ELECTRICA Y ELECTRÓNICA  
P R E S E N T A N:  
RAYMUNDO SILVERIO DÍAZ  
ERICK VERGARA RIVAS

ASESOR:

ING. ABEL VERDE CRUZ



MÉXICO

2008



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

## **DEDICATORIAS**

Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño:

A ti DIOS que me diste la oportunidad de vivir y de regalarme una familia maravillosa.

Con mucho cariño principalmente a mis padres que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento. Gracias por todo papá y mamá por darme una carrera para mi futuro y por creer en mí, aunque hemos pasado momentos difíciles siempre han estado apoyándome y brindándome todo su amor, por todo esto les agradezco de todo corazón el que estén conmigo a mi lado.

Los quiero con todo mi corazón y este trabajo que me llevo un año hacerlo es para ustedes, por ser el mayor de sus hijos aquí esta lo que ustedes me brindaron, solamente les estoy devolviendo lo que ustedes me dieron en un principio.

A mis hermanos Ricardo y Valentín gracias por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho.

A todos mis amigos, quisiera nombrarlos a cada uno de ustedes pero son muchos, pero eso no quiere decir que no me acuerde de cada uno, muchas gracias por estar conmigo en todo este tiempo donde he vivido momentos felices y tristes, gracias por ser mis amigos y recuerden que siempre los llevare en mi corazón.

*Raymundo Silverio Diaz*

*Es la hora de partir, la dura y fría hora que la noche sujeta a todo horario.  
(Pablo Neruda)*

## ***DEDICATORIAS:***

Este logro esta dedicado especialmente a las personas más importantes a lo largo de mi vida y que en verdad me aprecian. Que aún si todo lo demás lo perdiera mi vida estaría completa.

A mi padre **Raúl Vergara Cuevas**, quien me ha enseñado el significado de la perseverancia, ha desechar la posibilidad de rendirse en un camino recorrido, a nunca perder de vista los objetivos pese a la neblina, los obstáculos y los sacrificios.

A mi madre **Silvia Rivas Ramírez** quien ha estado en cada etapa de mi vida, por su comprensión y paciencia. Fue de su mano que he aprendido ha darle el valor a las cosas, no por lo que vale, si no por lo que significan.

A mis hermanos **Xochitl Vergara Rivas** y **Marcos Vergara Rivas** por ser parte de esta gran familia la cual es principal motor que me impulsa a seguir adelante.

A mis grandes **Amigos** quienes me respaldaron a lo largo de los altibajos de esta aventura la cual culmino con el término de la carrera.

*Erick Vergara Rivas*

## **AGRADECIMIENTOS.**

*Muchas gracias...*

*A la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO nuestra máxima casa de estudios, por abrirnos sus puertas y habernos aceptado como alumnos de esta importante institución.*

*A todos nuestros profesores de la FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN por compartir sus conocimientos y experiencias de las asignaturas que impartían, los cuales aprovecharemos para desarrollarnos cada vez en nuestra vida profesional.*

*A nuestro asesor de tesis Ing. Abel Verde Cruz por confiar en nosotros para asignarnos este proyecto, por brindarnos todos los conocimientos necesarios para la elaboración del mismo y por su puesto la amistad y el apoyo que nos ha brindado.*

*A las personas que trabajan en SC INGENIERIA por brindarnos las herramientas necesarias para la elaboración de este proyecto, por la amistad, la confianza y apoyo incondicional; quienes son muy importantes para nosotros.*

*Muchísimas gracias a todos.*

*Raymundo.*

*Erick.*

*“La carrera no la ganan los mas veloces sino aquellos que siguen corriendo”*

## INDICE

<b>INDICE</b>	<b>Página.</b>
<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>1</b>
 <b>1.- GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES</b>	
1.1.-Generalidades de los transformadores.....	2
1.2.-Clasificación y utilización de los transformadores.....	2
1.3.-Partes componentes de un transformador.....	6
 <b>2.- DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL PARA TRANSFORMADORES.</b>	
2.1.-Diafragma.....	11
2.2.-Detector de presión de gas.....	11
2.3.-Deshumidificador.....	12
2.4.-Indicador de Flujo de Agua.....	12
2.5.-Indicador De Flujo De Aceite.....	12
2.6.-Indicador de Nivel de Aceite.....	13
2.7.-Termómetro.....	13
2.8.-Relevador BUCHHOLZ.....	14
2.9.-Relevador de sobretensión.....	17
2.10.-Protección de sobrecorriente.....	19
2.11.-Apartarrayos.....	21
2.12.-Fusibles.....	23
 <b>3.-PRUEBAS GENERALES A TRANSFORMADORES ENFRIADOS POR ACEITE.</b>	
3.1.-Tipos de fallas en los transformadores.....	27
3.2.-Mantenimiento a transformadores.....	29
3.3.-Prueba de resistencia de aislamientos.....	30
3.4.-Prueba de índice de polarización.....	34
3.5.-Prueba de relación de transformación y polaridad.....	35
3.6.-Factor de potencia de los aislamientos del conjunto.....	39
3.7.-Corriente de excitación y pérdidas en el núcleo.....	42
3.8.-Resistencia ohmica de los devanados.....	44
3.9.-Prueba de análisis de respuesta al barrido de frecuencia (SFRA) (FRA).....	48
3.10.-Prueba de efecto corona (descarga parcial).....	50
3.11.-Prueba de hermeticidad.....	51
3.12.-Prueba de potencial aplicado.....	52
3.13.-Prueba de potencial inducido.....	55
3.14.-Prueba de vacío.....	56
3.15.-Prueba del alambrado, de protección, operación y fuerza.....	57

3.16.-Prueba de temperatura.....	57
3.17.-Prueba de impulso.....	59
3.18.-Pruebas a los aceites.....	62
3.18.1.-Muestreo de aceite.....	62
3.18.2.-Pruebas Físico-Químicas a los aceites aislantes.....	62
3.18.3.-Cromatografía de gases a los aceites aislantes.....	64
3.18.4.-Detección de bifenilos policlorados, askareles (BPCS) (PCBS).....	66
<b>4.- ESTUDIO Y RESULTADOS DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES.</b>	
4.1.-Ubicación del transformador bajo prueba.....	68
4.2.-Formato de campo para pruebas.....	70
4.3.-Pruebas de resistencia de aislamiento e índice de polarización a devanados de alta y baja tensión.....	71
4.4.-Prueba de relación de transformación.....	72
4.5.-Prueba de factor de potencia a devanados de alta tensión.....	73
4.6.-Prueba de corriente de excitación a devanados de alta tensión.....	74
4.7.-Prueba de resistencia ohmica de devanados.....	75
4.8.-Prueba de factor de potencia a devanados de baja tensión.....	76
4.9.-Prueba de respuesta a la frecuencia (FRAMIT) a transformador.....	77
4.10.-Físico - químico - eléctricos al líquido aislante.....	79
4.11.-Cromatografía de gases al líquido aislante.....	80
4.12.-Determinación del contenido de bifenilos policlorados ( BPC´S) en líquido aislante.....	82
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>83</b>
<b>APENDICE.....</b>	<b>85</b>
<b>REFERENCIA BIBLIOGRAFICA.....</b>	<b>90</b>

## INTRODUCCIÓN

El primer sistema de distribución moderna que se uso en Estados Unidos fue uno de corriente directa de 120 volts inventado por Thomas Alva Edison para suministrar potencia a las bombillas incandescentes. La primera central de potencia de Edison entro en operación en la ciudad de Nueva York en septiembre de 1882. Por desgracia, este sistema de potencia generaba y transmitía a tan bajos voltajes que se requerían corrientes muy altas para suministrar cantidades significativas de potencia.

Estas corrientes ocasionaban enormes caídas de voltaje y pérdidas de potencia en las líneas de transmisión y restringían mucho el área de servicio de las estaciones de generación. En la década de 1880 las centrales generadoras se localizaban a muy pocas calles entre si para evitar este problema. El hecho de no poder transmitir potencias a sitios lejanos con los sistemas de potencia de corriente directa de bajo voltaje significo que las estaciones generadoras fueran de poca capacidad, locales y por lo tanto relativamente ineficientes.

La invención del transformador y el desarrollo simultáneo de las fuentes de potencia alterna eliminaron para siempre las restricciones referentes al alcance y al nivel de los sistemas de potencia. Un transformador cambia, idealmente, un nivel de voltaje alterno a otro nivel de voltaje sin afectar la potencia que se suministra. Si un transformador eleva el nivel de voltaje en un circuito, debe disminuir la corriente para mantener la potencia que entra en el dispositivo igual a la potencia que sale de el.

De esta manera, la potencia alterna que se genera en un sitio determinado, se le eleva el voltaje para transmitirla a grandes distancias con pocas perdidas y luego se reduce para dejarla nuevamente en el nivel de utilización final.

Puesto que las pérdidas de transmisión en las líneas de un sistema de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente, al elevar con transformadores 10 veces el voltaje de transmisión se reduce la corriente el mismo número de veces y las pérdidas de transmisión se reducen 100 veces. Sin el transformador simplemente no seria posible utilizar la potencia eléctrica en muchas de las formas que se utiliza hoy en día.

En todo sistema industrial o de potencia, la función de transformación es de gran interés, ya que del buen funcionamiento de ésta, depende la continuidad del servicio.

La seguridad de una buena operación de los transformadores se respalda con: una selección adecuada, el conocimiento que se tenga de su construcción y operación, y del cumplimiento y control del programa de mantenimiento aplicado a los mismos.

Un programa de mantenimiento preventivo efectivo para los transformadores, es aquel que permite controlar el estado de cada una de sus partes, a través de datos tales como: temperatura, cargas de operación, condiciones del aislamiento, estado del líquido dieléctrico y del sistema de enfriamiento.

La calidad, confiabilidad e interpretación de los datos obtenidos, dependerá del conocimiento que se tenga del transformador y de la forma desarrollar las pruebas que a él deben hacerse.

# 1.- GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES

## 1.1.-Definición de Transformador

Un transformador es un dispositivo que cambia la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético.

Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas normalmente no están conectadas en forma directa; única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.

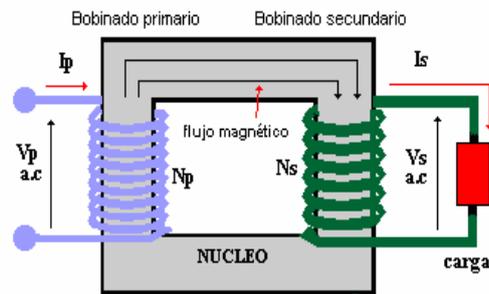


FIGURA 1.-Transformador ideal

Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía alterna y el segundo suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama devanado primario o devanado de entrada y el devanado que se conecta a la carga se le llama devano secundario o devanado de salida.

## 1.2.- Clasificación y utilización de los transformadores

Los transformadores pueden ser clasificados de distintas maneras, según se tome como base la operación, la construcción o la utilización; así tenemos que:

a) Por la operación. Se refiere a la energía o potencia que manejan dentro del sistema eléctrico:

-Transformadores de distribución. Los que tienen desde 5 hasta 500 KVA (monofásicos y/o trifásicos).

-Transformadores de potencia. Los que tienen capacidades mayores de 500 KVA.

b) Por el número de fases. De acuerdo a las características del sistema al que se conectara:

Monofásico. Transformadores de potencia o de distribución que son conectados de una línea o fase y un neutro o tierra. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión. Se denota con  $1\Phi$ .

Trifásicos. Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a tres líneas o fases y pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra. Tiene tres devanados de alta tensión y tres de baja tensión. Se denota con  $3\Phi$

- c) Por su utilización. De acuerdo a la posición que ocupan dentro del sistema:

Transformador para generador. Son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador. Proporcionan energía a la línea de transmisión.

Transformadores de subestación. Los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión.  
Transformadores de distribución. Reducen la tensión de subtransmisión a tensiones aplicables en zonas de consumo.

Transformadores especiales. Son transformadores de potencia para aplicaciones no incluidas en las anteriores y que pueden ser: reguladoras de tensión, transformadores para rectificador, transformadores de horno de arco eléctrico, transformadores defasadores, auto transformadores para mina, transformadores de prueba, transformadores para fuentes de corriente directa y muchos otros.

Transformadores de instrumento. Son transformadores de potencial y transformadores de corriente que son usados en la medición en la protección y en el control.

- d) Por la construcción o la forma del núcleo. De acuerdo con la posición que existe entre la colocación de las bobinas y el núcleo se conocen (o generalizan) dos tipos:

Núcleo acorazado. Estos transformadores están contruidos en forma compacta, de tal modo, que los embobinados están envueltos por la laminación; las bobinas son en forma de paquetes planos con el fin de reducir tanto dimensiones como peso. El tanque es ajustado ala estructura soporte de laminación y devanados para lograr que estos transformadores puedan soportar los esfuerzos mecánicos ocasionados por corto circuitos externos.



**FIGURA 2.- Núcleo acorazado.**

Núcleo no acorazado (de columnas). Estos transformadores están constituidos por bobinas dispuestas concéntricamente, alojadas en las piernas del núcleo, es decir, las bobinas envuelven el núcleo, siendo el caso contrario al tipo acorazado; asimismo, los transformadores de este tipo son generalmente más voluminosos.



FIGURA 3.- Núcleo de columnas

e) En función de los lugares de instalación:

- Tipo poste.
- Tipo subestación.
- Tipo pedestal.
- Tipo bóveda o sumergible.

f) De acuerdo al tipo de enfriamiento. Existen los sumergidos en aceite y los tipo seco. Entre los sumergidos en aceite, tenemos:

- Tipo OA. Es un transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más común y frecuente resultando más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estas unidades el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien provistos de enfriadores tubulares o radiadores separables
- Tipo OA/FA. Sumergidos en aceite con enfriamiento a base de aire forzado. Esta unidad es básicamente del tipo OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación de calor en las superficies de enfriamiento, y por lo tanto, aumentar los KVA de salida del transformador. El empleo de este sistema de enfriamiento esta indicado cuando la unidad debe soportar sobrecargas durante periodos cortos, pero cuya ocurrencia se espera con cierta frecuencia dentro de las condiciones normales de trabajo y, que deben ser tolerados sin afectar el funcionamiento normal del transformador.
- Tipo OA/FA/FOA. Transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento a base de aire forzado y a base de aceite forzado. El régimen del transformador tipo OA sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. En la construcción se usan los

radiadores desprendibles normales, con la adición de ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas conectadas sobre los cabezales de los mismos.

El aumento de la capacidad se hace en dos pasos:

En el primero de los pasos se usan la mitad de los ventiladores y la mitad de las bombas para lograr el aumento de 1.333 veces la capacidad sobre el diseño OA; en el segundo se usa la totalidad de los ventiladores y las bombas, con lo que se consigue un aumento de 1.667 veces el régimen OA.

El arranque y parada de los ventiladores y bombas son controlados por la temperatura del aceite, por medio de controles automáticos que seleccionen la secuencia de operación al aumentar la carga del transformador

- Tipo FOA. Sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado con enfriadores de aire forzado. El aceite de estas unidades es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite, colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con ventiladores y bombas de aceite, trabajando continuamente, en cuyas condiciones pueden sostener la totalidad de su carga nominal.
- Tipo OW. Sumergidos en aceite con enfriamiento por agua. Este tipo de transformadores está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque el agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye estando en contacto con la superficie de los tubos.
- Tipo FOW. Sumergidos en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. Este es prácticamente igual que el tipo FOA, solo que el cambiador de calor es del modelo agua aceite y por lo tanto; el enfriamiento del aceite se hace por medio del agua sin tener ventiladores.
- Tipo AA. Transformadores tipo seco con enfriamiento propio. Se caracteriza por no tener aceite u otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento. El aire es el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas.
- Tipo AFA. Transformadores tipo seco con enfriamiento con aire forzado, el diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en la parte inferior de la unidad; por medio de aberturas en el ducto se lleva el aire a cada núcleo, este tipo solo tiene un régimen. Con ventilador.
- Tipo AA/FA. Transformador tipo seco con enfriamiento propio, con enfriamiento por aire forzado, su denominación indica que tiene dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, este control es automático y opera mediante un relevador térmico.

Los transformadores de distribución son generalmente del tipo OA (auto enfriado en aceite).

### 1.3.- Partes componentes de un transformador.

Las partes que componen un transformador se componen en cuatro grandes grupos, los cuales comprenden:

- a) El circuito magnético.

El circuito magnético es la parte componente del transformador que servirá para conducir el flujo magnético generado, el cual concatenara magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador. El circuito magnético se conoce comúnmente como núcleo.

En la construcción de núcleos se emplea en su mayoría láminas de acero con 4% de silicio, este tipo de láminas se emplea por las ventajas que presenta en lo referente al costo, facilidad de manipulación, perdidas pequeñas por histéresis y por corrientes circulantes y gran permeabilidad a inducciones magnéticas relativamente altas.

Todas las laminas están aisladas en ambas caras por medio de un aislante inorgánico llamado “carlite” que consiste en una capa especial aislante aplicada en el proceso final de planchado y recocido.

Generalmente los transformadores de alta tensión y para potencias son de tipo núcleo. En estos, la sección recta del núcleo suele ser cuadrada o rectangular en los transformadores pequeños, pero en los grandes se aprovecha aun mas la abertura circular de las bobinas agrupando las laminas en de anchura variable, formando así un núcleo circular escalonado.



FIGURA 4.- Construcción del núcleo de un transformador de potencia.

- b) El circuito eléctrico (devanados)

Los devanados son la parte que componen los circuitos eléctricos del transformador (devanados primarios y secundarios), consisten en bobinas fabricadas sobre hormas y cubiertas de cinta aislante, tratadas al vacío, impregnadas en barniz aislante y cosidas.

En los transformadores pequeños para baja tensión, se emplea hilo redondo, pero en los transformadores grandes, los conductores suelen ser barras rectangulares.

Si la sección rectangular de un conductor macizo es grande o la frecuencia es alta, la resistencia de un conductor a la corriente alterna puede ser considerable.

Para reducir las pérdidas adicionales, debidas a la distribución no uniforme de la corriente en el interior de los conductores, los grandes conductores suelen dividirse en varios hilos aislados entre si y transpuestos adecuadamente.

Los devanados van colocados sobre las piernas del núcleo, estando mas próximo a la laminación el devanado de menor voltaje (B.T.) y sobre este el devanado de mayor voltaje (A.T.), estando separados entre si y del núcleo por barras aislantes.

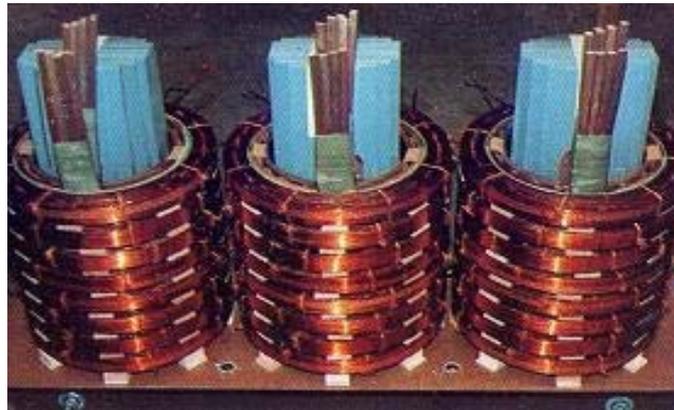


FIGURA 5.- Construcción de los devanados de un transformador.

En los transformadores de núcleo escalonado con sección circular, se emplean bobinas de sección circular, las cuales son fáciles de aislar y tienen gran resistencia mecánica.

Cada una de las bobina de B.T., puede devanarse en forma de hélice continua, pero si la tensión por bobina es de algunos miles de volts, suele dividirse el devanado.

En tal caso se emplean bobinas en forma de disco circular, los discos suelen llevar entre ellos, separadores de madera para facilitar la refrigeración.

Los devanados se fabrican en diferentes tipos dependiendo de las necesidades del diseño, y los materiales que se utilizan, básicamente son. El cobre y el aluminio.

La función de los devanados primarios es crear flujo magnético para inducir en los devanados secundarios una fuerza electromotriz y transmitir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética; este proceso se desarrolla con una pérdida de energía muy pequeña.

Aun cuando el cobre tiene una baja resistencia específica su mayor costo comparado con el aluminio dio lugar al incremento del uso del aluminio (usado por primera vez en 1952), especialmente en transformadores de distribución y pequeña potencia ya sea sumergidos en líquido aislante o del tipo seco.

El diseñador debe considerar varias características particulares de ambos materiales. La siguiente tabla presenta datos específicos de ciertas propiedades.

PROPIEDAD	ALUMINIO	COBRE
Conductividad eléctrica a 20°C recocido	62%	100%
Peso específico en gramos por centímetro cúbico a 20°C	2.7	8.89
Calor específico	0.21	0.094
Punto de fusión °C	660	1083
Conductividad térmica, a 20°C (calorías/°C/cm <sup>2</sup> /cm)	0.53	0.941
Esfuerzo mecánico a la tensión en Kg/mm <sup>2</sup>	16	25
Peso total de un transformador de 2500 KVA con devanado de A.T. a 44 Kv (kg)	6318	6682

Las ventajas de las bobinas de cobre son:

Resistencia mecánica.

Conductividad eléctrica buena (bobinas más pequeñas).

Las ventajas de la bobina de aluminio son:

Estabilidad en el costo por suministro.

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

Considerable reducción en peso.

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

c) El sistema de aislamiento

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

- Cartón prensado (pressboard)
- Papel kraft normal o tratado (insuldur)
- Papel Manila y corrugado
- Cartón prensado de alta densidad.
- Collares de cartón prensado y aislamientos finales
- Partes de cartón prensado laminados
- Esmaltes y barnices
- Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo
- Porcelanas (boquillas)
- Recubrimiento de polvo epoxico
- Madera de maple o machiche para armados
- Fibra vulcanizada
- Algodón (hilos, cintas)
- Plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas, cintas de fibra de vidrio, etc.
- Fluido líquido dieléctrico que puede ser aceite mineral, aceite de siliconas o algún otro.

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

Por lo tanto el aislamiento es mucho más que solamente un medio mecánico para conservar los alambros apartados; concepto que así fue visualizado en el desarrollo de los primeros equipos

El sistema de aislamiento sólido debe cumplir con las siguientes funciones:

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

Cualidad para soportar esfuerzos mecánicos y térmicos los cuales, generalmente acompañan un corto circuito.

Cualidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (transmisión de calor)

Cualidad para mantener las características deseadas para un periodo de vida de servicio aceptable dando un adecuado mantenimiento.

El sistema aislante líquido que baña las bobinas, el núcleo y los aislantes sólidos sirve para tres propósitos primordiales:

- Provee una rigidez dieléctrica.
- Proporciona un enfriamiento eficiente.
- Protege al demás sistema aislante.

## d) Tanque y accesorios

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético con objeto de preservar el aceite, ya que este tiene la función de dieléctrico y también de refrigerante, del conjunto núcleo-bobinas. El transformador debe permanecer perfectamente sellado desde una temperatura de  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  a un máximo de  $105\text{ }^{\circ}\text{C}$  en la parte superior del líquido aislante

Entre los accesorios más importantes del transformador de distribución, están:

- Boquilla de porcelana de A.T. y B.T.
- Cambiador de derivaciones o taps
- Terminales de cobre para A.T. y B.T.
- Válvula de muestreo de aceite.

Para los transformadores de potencia habrá que incluir los siguientes:

- Termómetros con contactos y sin contactos de alarma
- Niveles de aceite con contacto y sin contacto de alarma
- Relevador de Buchholz
- Ventiladores, etc.

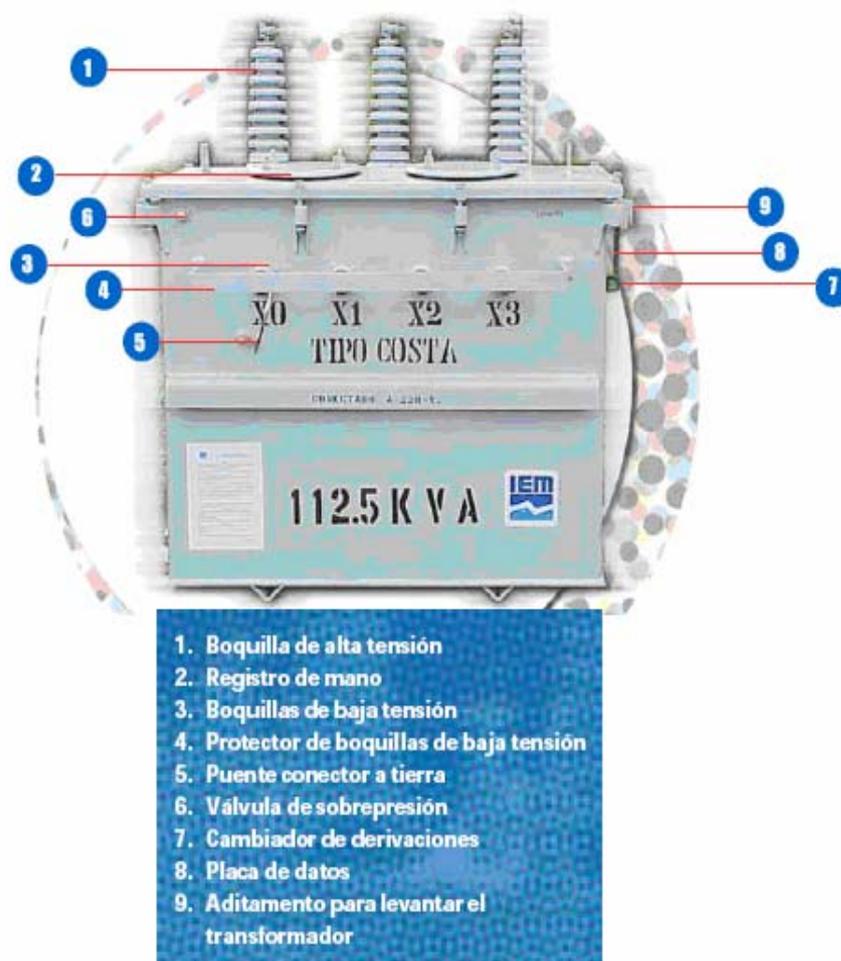


FIGURA 6.-Partes de transformador

## 2.- DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL PARA TRANSFORMADORES.

A continuación se describen algunos de los dispositivos de protección y control más usuales, cada transformador dependiendo de su importancia y capacidad podrá tener uno o varios de ellos.

### 2.1.- Diafragma.

Este dispositivo va colocado en la tapa superior del transformador. En si consta de un recipiente tubular y una membrana que resiste una presión determinada, y que se fractura cuando la presión interior del tanque se torna peligrosa. Eso ocurre por ejemplo cuando se presenta un corto circuito en el lado primario o bien cruzamiento entre devanados, lo que provoca una elevación de temperatura que ocasiona aumento de presión y fractura de la membrana; permitiendo así la salida del aceite hasta equilibrar las presiones, evitando con ello que el tanque llegue a explotar.

### 2.2.- Detector de presión de gas.

Este dispositivo se emplea en transformadores que tienen tanque conservador de aceite, este relevador detecta la presión que existe en el interior del tanque y actúa conforme a ella, así por ejemplo en caso de sobrecarga crítica o falla pequeña, provoque un aumento de presión en el tanque el relevador hace sonar una alarma, pero si la falla es grave y la presión extremadamente alta el relevador manda una señal al control del interruptor de potencia para que saque del servicio al transformador, protegiéndolo así de sufrir un daño mayor.



FIGURA 1.- Relé detector de gas.

### 2.3.- Deshumidificador.

Este dispositivo se emplea para eliminar la humedad provocada por la condensación en el interior del tanque, debido a las variaciones de temperatura. Es un dispositivo que contiene en su interior un inhibidor de humedad -silica gel- y está conectado al tanque, del transformador por medio de tubería.



FIGURA 2.- Deshumidificador

### 2.4.- Indicador de Flujo de Agua.

Este dispositivo se emplea en transformadores que tienen enfriamiento por circulación forzada de agua, su funcionamiento se basa en el principio de Venturi y su operación la realiza cuando no hay flujo de agua, haciendo sonar una alarma.

### 2.5.- Indicador De Flujo De Aceite.

Este dispositivo se emplea en transformadores que como parte de su enfriamiento tiene circulación forzada de aceite, su funcionamiento puede indicar cualquiera de estas situaciones:

- a) Existencia de flujo de aceite.
- b) Ausencia de flujo de aceite.

Motivo: bomba fuera, circulación invertida, circuito de aceite cerrado, etc.

## 2.6.- Indicador de Nivel de Aceite.

Este dispositivo se emplea para indicar si existe cantidad suficiente de aceite para el enfriamiento del transformador, permitiendo así también la detección de una falla en el sistema de bombeo o una rotura del tanque.



FIGURA 3.- Indicador magnético de nivel de aceite.

## 2.7.- Termómetro.

Este dispositivo se usa para conocer la temperatura del aceite y con ella poder determinar, si la maquina se encuentra trabajando en condiciones normales.

Normalmente los termómetros traen consigo su aguja de arrastre la cual indica la temperatura máxima alcanzada en un cierto periodo en ocasiones también cuenta con terminales que se conectan a una alarma que indicará temperaturas anormales de operación.



FIGURA 4.- Termómetro para medir la temperatura de operación del transformador.

## 2.8.- Relevador BUCHHOLZ.

El relevador de gases buchholz tiene como función anunciar con anticipación la proximidad de una falla interna del transformador; dicha falla es precedida por un daño gradual del aislamiento. Este relevador es instalado como se muestra en la figura 11.

El relevador es intercalado en el tubo de comunicación entre el tanque principal y el tanque conservador; además los tubos colectores de gases, recogen los gases de diferentes partes del transformador y lo descargan en el relevador. Esta protección buchholz, opera en los casos siguientes:

- a) Por formación de gases causados por fallas interna incipiente del transformador, en cuyo caso manda a activar una alarma
- b) Por formación súbita de gases, ocasionados por fallas internas del transformador, en cuyo caso manda la orden de disparo de la unidad
- c) Por descenso excesivo del nivel de aceite en el tanque conservador del transformador, en cuyo caso manda a disparar la unidad.

El relevador tiene dos mirillas que permiten apreciar el descenso del nivel de aceite en su cámara por efecto de los gases que se van acumulando en su parte superior; la mirilla superior esta graduada en  $\text{cm}^3$ , para indicar de acuerdo con el nivel de aceite, el volumen de gas acumulado en la cámara del relevador. Además cuenta con su drenador para efectos de limpieza y con una válvula de paso en el tubo que comunica al relevador con un colector instalado al alcance de la mano del personal.

Dentro de la cámara del relevador hay dos flotadores: el superior (flotador (1)) que cierra los contactos de alarma y el flotador inferior (flotador (2)) que cierra los contactos de disparo y que además tiene una paleta sensible a las corrientes de aceite y de gas que pueden establecerse desde el tanque principal hacia el tanque conservado, como resultado de una falla en el transformador. Al descender los flotadores hacen cerrar sus respectivos contactos de mercurio, para enviar la señal de alarma o disparo.

El relevador opera en los tres casos siguientes:

- a) El gas generado por la falla que apenas de inicia, se eleva hasta los tubos colectores de gases del relevador, desplaza parte del aceite normalmente contenido en su cámara y baja su nivel de aceite. La mirilla superior graduada en  $\text{cm}^3$ , señala el volumen del gas acumulado, que es el mismo volumen del aceite desplazado. Al acumularse el orden de  $200 \text{ cm}^3$  de gas en la cámara, el flotador (1) desciende lo suficiente para cerrar sus contactos y hacer sonar la alarma. Por la mirilla superior se puede apreciar el volumen del gas atrapado, que es indicador de la importancia de la falla.
- b) Cuando se forman gases repentinamente en el tanque del transformador, desplazan mayor volumen de aceite de la cámara del relevador, baja el nivel de aceite de manera que el flotador (2), cierra sus contactos que mandan el disparo de la unidad.

Lo mismo ocurre cuando hay una corriente de aceite del transformador al tanque conservador, en cuyo caso el flotador (2) desciende impulsado por la paleta.

- c) También en caso de que el nivel de aceite descienda excesivamente en la cámara del relevador, por efectos de fuga de aceite u otra causa, hará descender a los dos flotadores y el relevador mandará primero la señal de alarma y después la de disparo.

De esta manera el relevador detector de gases, actúa cuando nace la falla, evitando daños mayores. Por esto se concluye que el relevador detector de gases buchholz, protege al transformador contra fallas internas incipientes, minimizando así los daños que se puedan ocasionar.

Cuidados de operación:

Al operar el relevador ya sea sonando la alarma o mandando el disparo, según lo requiera se recomienda actuar como sigue

- Ver el volumen de gas acumulado, para darse cuenta de la importancia del caso.
- Observar el color del gas atrapado, que indica la procedencia de la falla, como sigue:
  - GAS BLANCO: Indica destrucción de papel aislante o cartón.
  - GAS AMARILLO: Indica deterioro de piezas de madera.
  - GAS NEGRO: Indica descomposición del aceite.
  - GAS GRIS: Indica quemaduras en el Fierro (núcleo).
  - GAS INCOLORO: Indica aire.

En la figura 11 se muestra la localización del relevador buchholz en un transformador de potencia.

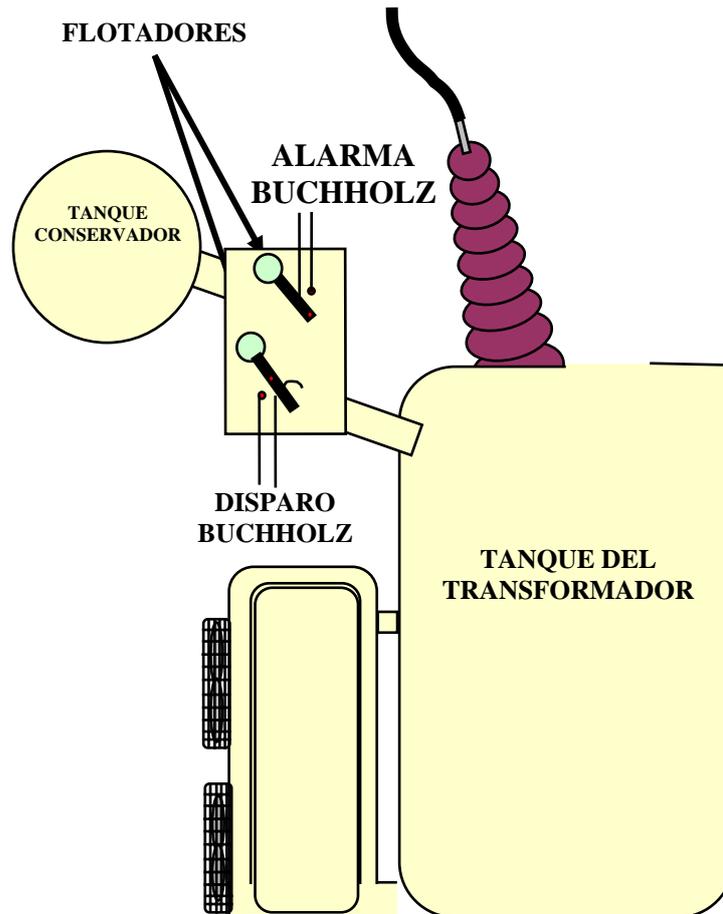


FIGURA 5.- Diagrama de ubicación del relevador de Buchholz en un transformador.



FIGURA 6.- Ubicación de un relevador Buchholz en un transformador real.

## 2.9.- Relevador de sobretemperatura.

La temperatura de operación de un transformador esta en proporción directa con la vida útil del mismo, en general la temperatura no puede elevarse, durante largos periodos, arriba de 90°C debido a que se descompone el aceite aislante.

Las causas de la elevación de temperatura pueden ser:

- Sobrecarga.
- Falta de enfriamiento.
- Flujos magnéticos fuera del núcleo.
- Corrientes parásitas en el núcleo.
- Falsos contactos.
- Fallas sostenidas.

El transformador responde a la curva de daño que nos indica la característica tiempo-corriente para daño del equipo. En general el transformador acorta su vida útil cada vez que sufre una sobre temperatura.

Este tipo de relés cuentan con detectores de temperatura; estos detectores se fabrican de una aleación metálica la cual al aumentar la temperatura se dilata lo que provoca una generación de voltaje. Estos dispositivos se emplean para detectar la temperatura de los devanados. Normalmente estos detectores se solicitan con Detector de Imagen Térmica que tiene 3 microswitch y tiene la siguiente secuencia de operación del relevador térmico:

- Arranque de enfriamiento (ventiladores a 60-65°C)
- Arranque de enfriamiento (ventiladores segundo grupo o bombas de circulación de aceite a 70-80°C)
- Alarma de alta temperatura (85-90°C)
- Disparo de carga por alta temperatura a los 105-110°C

El relevador de sobre temperatura tiene como principio fundamental el ubicar dentro del equipo el punto de máxima temperatura (hot point).

Dentro del mismo fijan elementos eléctricos, de diafragma o presión de gas para medir la temperatura a través de carátulas similares a termómetros.

En el relé de temperatura se acostumbra utilizar una resistencia y una corriente proporcional a la carga del transformador para simular el calentamiento del núcleo y devanados y compensar la enorme inercia térmica de varios miles de litros de aceite aislante, logrando así una mejor imagen de la temperatura del equipo.

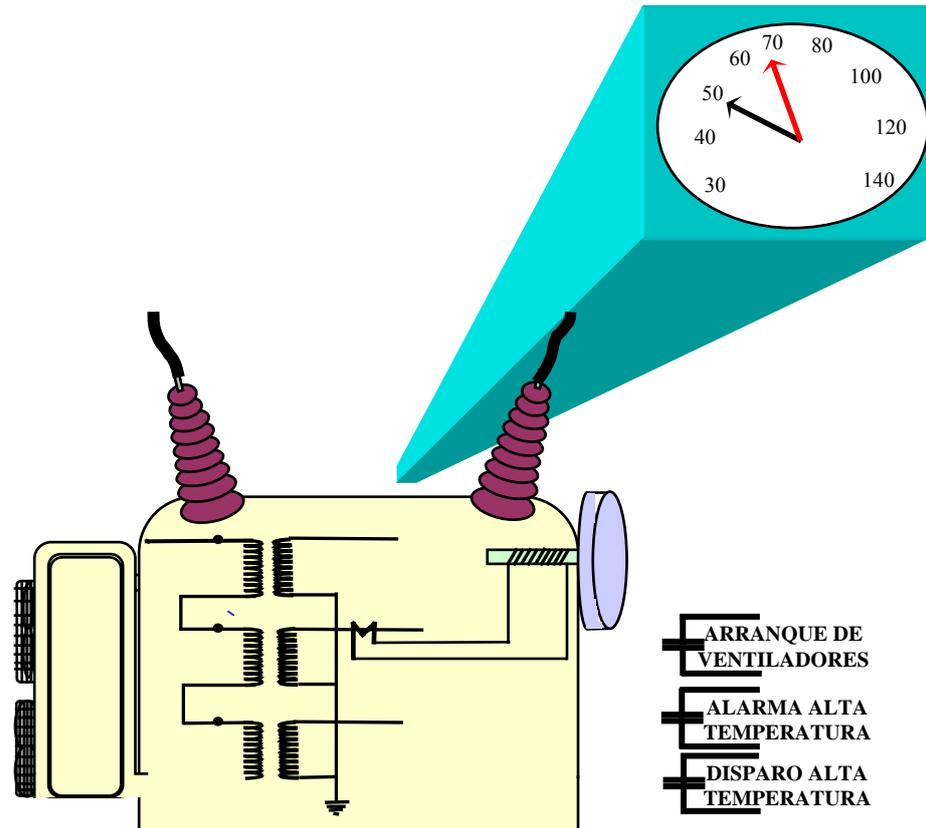


FIGURA 7.- Diagrama de ubicación del relevador de sobrettemperatura en un transformador.



FIGURA 8.- Ubicación de un relevador de sobrettemperatura en un transformador

## **2.10.- Protección de sobrecorriente.**

Como su nombre lo indica, la operación de este tipo de protección se basa en el aumento de corriente que provocan los cortocircuitos en la línea de distribución protegida.

Las magnitudes sobre las que se debe actuar para su aplicación son la corriente mínima de operación “pick-up” y la curva de operación “lever”.

El “pick-up” fija la sensibilidad de la protección, lo que permite detectar cualquier tipo de cortocircuito en su zona protegida, incluida la zona en que debe dar respaldo.

El “lever” nos permite seleccionar la curva de tiempo de operación del relé, de modo que sea selectivo con la operación de relés ubicados en zonas adyacentes.

Los relés de sobre corriente se fabrican en versiones instantáneas (electromagnéticos), relés de tiempo inverso (inducción) y relés de tiempo definido (instantáneo mas relé de tiempo).

### **Relés de sobrecorriente:**

Este es un relé electromagnético sin retardo o instantáneo que reacciona ante una sobre intensidad de corriente, por ejemplo, un cortocircuito.

Mediante un contacto auxiliar del relé se produce una desconexión remota, por ejemplo, del interruptor automático correspondiente.

### **Relés de sobrecarga:**

Relé con retardo dependiente de la intensidad de la corriente, que en caso de sobrecarga opera según una característica de tiempo-corriente y, de esta manera, protege ante sobrecargas a los aparatos de maniobra como también a los consumidores.

Los relés de sobre corriente se emplean para proteger contra sobre calentamientos admisibles de los equipos eléctricos, tales como motores y transformadores.

Un sobrecalentamiento en un motor puede provenir de una sobrecarga en su eje, de un consumo asimétrico de corriente, provocada por una asimetría de las tensiones de la red o la falta de una de las fases (sistema de alimentación de la red), e incluso por un bloqueo del rotor. En estos casos el relé de sobre corriente supervisa la corriente consumida por todos los polos del consumidor.

Los relés de sobre corriente trabajan, como medio de protección dependiente de la corriente, sobre la base de bimetales o de circuitos electrónicos.

### Relé de sobrecorriente de tiempo inverso:

El tiempo de operación varía en forma inversamente proporcional a la corriente de operación. Se fabrican con curvas de tiempo más o menos inversas, que se designan por “tiempo inverso”, “tiempo muy inverso” y “tiempo extremadamente inverso”

### Relés residuales de sobrecorriente:

En alimentadores, puede ocurrir que los cortocircuitos monofásicos que son los de mayor frecuencia de ocurrencia, no pueden ser detectados por los relés de sobre corriente de fases si ellos ocurren con impedancia de falla. Ya que en estos casos la corriente de falla monofásica puede ser inferior a la corriente mínima de operación de los relés de fases. Para solucionar este problema se utilizan relés residuales de sobre corriente.

Estos relés solo miden, por conexión, corriente de secuencia cero y son insensibles a las corrientes de carga, lo que permite que sus corrientes mínimas de operación se ajusten por debajo de los valores en que hay que ajustar los relés de fase.

### Relés de sobrecarga con tiras bimetalicas:

Los relés de sobrecarga, con retardo térmico dependiente de la intensidad de la corriente, tiene, por lo general, tres tiras bimetalicas. Las resistencias calefactoras, por las que circula la corriente del motor, calientan indirectamente estas tiras.

Cuando las corrientes asignadas del motor son muy elevadas, deja de tener sentido el uso de estas resistencias calefactoras en forma directa, por lo tanto, para corrientes de mas 200A la corriente del motor circula por transformadores de medición. Así, el relé térmico de sobrecarga será caldeado por la corriente secundaria del transformador. De esta forma, se logran reducir las perdidas, y se aumenta la resistencia a los circuitos de los relés.

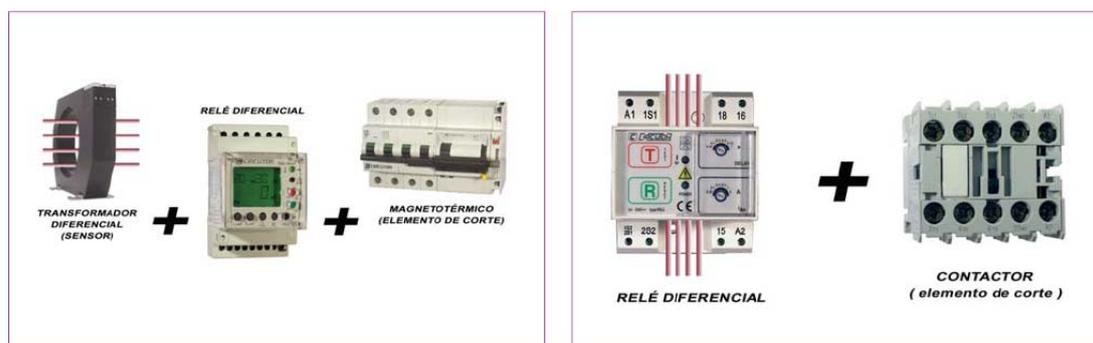


FIGURA 9.- Relevadores ocupados para la protección de los transformadores.

**Relevador de bloqueo:**

Es un relevador empleado para sacar o mantener fuera el equipo en condiciones anormales de operación.



FIGURA 10.- Relé de bloqueo

**2.11.- Apartarrayos.**

Los transformadores utilizados en sistemas de potencia o en aplicaciones industriales, precisan ser instalados de modo que se hallen protegidos contra tensiones excesivamente elevadas y contra sobrecargas peligrosas; deben disponerse de modo que sea fácil su mantenimiento y no constituya un serio peligro de incendio o accidente. Existen dos causas que pueden producir tensiones excesivas entre las terminales. La primera causa de tensión peligrosamente alta, es una descarga que se produzca a causa de un fallo en el sistema de potencia o de un error en la conmutación. La solución en este caso es el empleo de apartarrayos.

La segunda, el rayo, produce ondas progresivas de frente de onda muy pronunciado que se propagan en ambos sentidos desde el punto de incidencia en las líneas de hilos y se refleja en los extremos y en los empalmes, originando una serie de picos de tensión agudos.

En ambos casos cuando alcanza las terminales de un transformador una de estas ondas de alta tensión, puede atravesar el aislante, aislamiento entre espiras, o entre espiras y tanque. La forma inmediata de reducir al mínimo el efecto de estas ondas, es conectar un dispositivo entre la línea de potencia y tierra, el cual proporciona un camino para las corrientes intensas al rededor del transformador y así disipa la energía de la onda sin efectos nocivos. Los dispositivos empleados para este fin reciben el nombre de apartarrayos.

**Construcción y funcionamiento**

El apartarrayos básicamente es una envoltura de porcelana herméticamente cerrada, en cuyo interior se encuentran montadas las partes activas del descargador, entre las que figuran la resistencia que trabaja en función de la tensión y el explosor de extinción compuesto de electrodos tipo tobera. El descargador está lleno de nitrógeno, evitándose así fenómenos de corrosión y de envejecimiento.

Las características de la resistencia dependen de la tensión a la que operará, y tiene la propiedad de que, al pasar por ella intensidades de cualquier magnitud, varía automáticamente su resistencia, de tal modo que la caída de tensión (es decir, la tensión residual de la onda ambulante que sigue circulando), tenga valores admisibles determinados.

Como su valor de resistencia es relativamente elevado en el campo de la tensión de servicio la intensidad de corriente posterior se limita tanto que es interrumpida con toda seguridad por el explosor de extinción.

### Selección del apartarrayos

**a) Para circuitos de menos de 1 000 V.** La capacidad nominal de los apartarrayos debe ser igual o mayor que la tensión eléctrica continua de fase a tierra a la frecuencia de suministro que se pueda producir en el punto de aplicación.

**b) En circuitos de 1 kV y más, tipo carburo de silicio.** La capacidad nominal de los apartarrayos tipo carburo de silicio no debe ser inferior a 125% de la tensión eléctrica máxima continua de fase a tierra disponible en el punto de aplicación.

**NOTA:** La elección adecuada de apartarrayos de óxido metálico se debe basar en consideraciones de la tensión eléctrica máxima continua y del valor y duración de las sobretensiones en el lugar donde se vaya a instalar, y de cómo puedan afectar al apartarrayos las fallas de fase a tierra, los métodos de puesta a tierra del sistema, las sobretensiones por operación de interruptores y otras causas. Es conveniente consultar las instrucciones de los fabricantes para la aplicación y selección de apartarrayos en cada caso particular.



FIGURA 11.- Apartarrayos de óxido metálico.

## 2.12.- Fusibles.

Los fusibles se han producido por cerca de 100 años y hoy en día su uso está muy difundido alrededor del mundo. Estos desempeñan un papel vital en la protección de equipos y redes eléctricas asegurando que los efectos de las fallas que inevitablemente ocurren sean limitados y que la continuidad del suministro eléctrico a los consumidores sea mantenida a un alto nivel. Además, el costo de un fusible es incomparablemente más bajo que el del equipo que protege (por ejemplo transformador), por eso el uso de fusibles reduce considerablemente el costo final de energía.

“Todo equipo eléctrico, necesita un elemento o medio que permita su desconexión y/o protección de las fallas que ocurran en el sistema donde opera. Al mismo tiempo, que proteja al sistema de las fallas que ocurran en el interior del equipo.”

Generalmente los equipos eléctricos instalados correctamente cumplen este requisito, empleando para tal fin: elementos fusibles, elementos termomagnéticos o interruptores de potencia. El uso de alguno de ellos, depende de la importancia de la instalación y de las condiciones existentes.

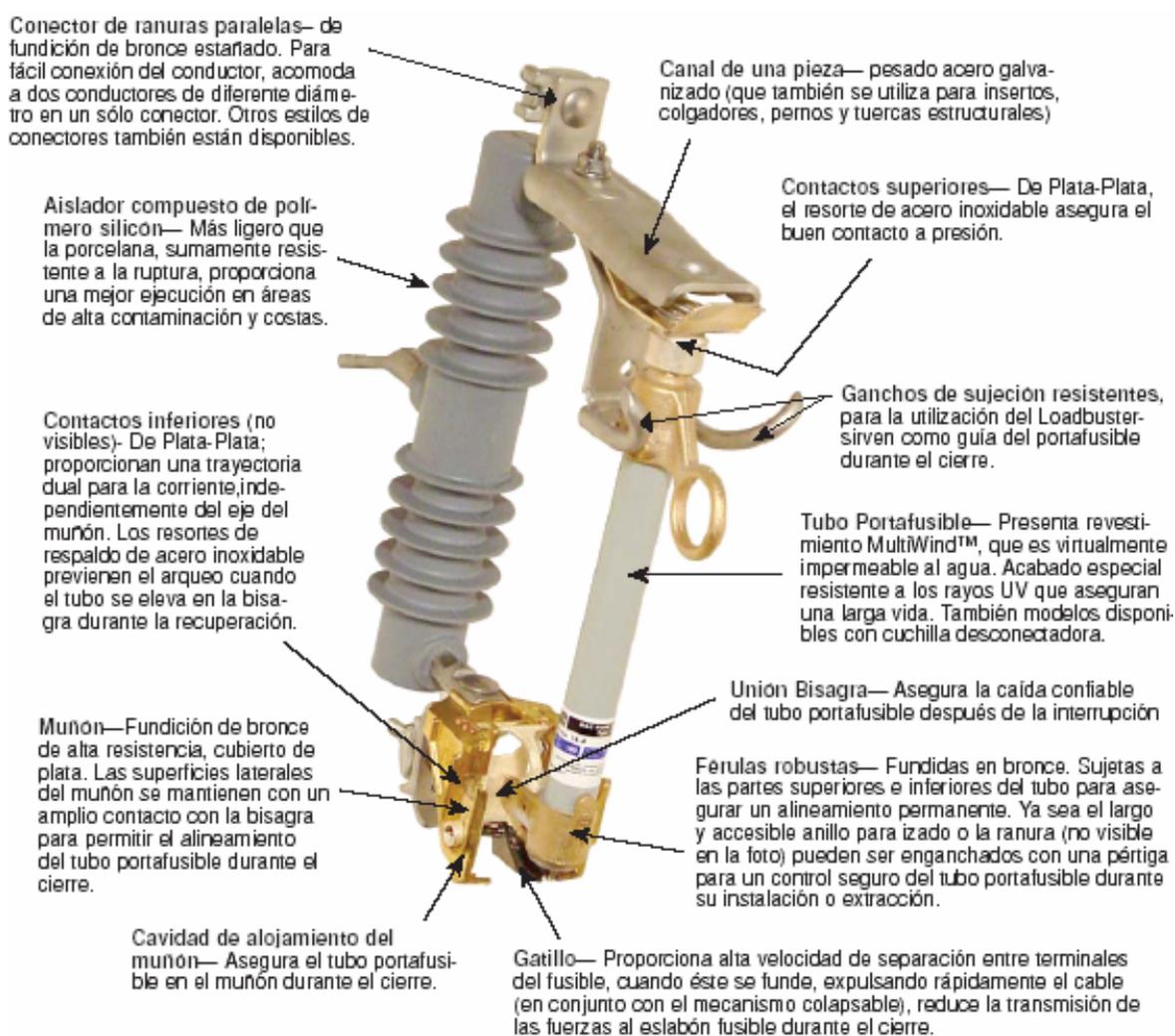


FIGURA 12.- Partes que componen a un fusible de potencia.

En las instalaciones de transformadores, la función de desconexión y protección, se deja a cargo de un interruptor de potencia propiamente calibrado o de elementos fusibles especiales. Considerando para el uso de cualquiera de los dos, las condiciones iniciales de operación del transformador cuando por un corto instante la corriente que circula por el primario es varias veces mayor a la nominal.

Cuando se provee la desconexión y protección de Transformadores por medio de fusibles, se instalan éstos en cualquiera de las dos formas siguientes:

- 1.- Transformador con protección por fusibles en el primario.
- 2.- Transformador con protección con fusibles en el primario secundario.

En el caso 2, se logra:

- a) Protege el transformador contra fallas del sistema.
- b) Protege el transformador contra fallas por rechazo de carga o corto circuito en la carga.

### **Impedancia del Transformador.**

La impedancia del transformador es la característica que limita la corriente en el transformador y puede expresarse en ohms ( $\Omega$ ) y/o por ciento (%).

La impedancia de un transformador juega un papel muy importante en la utilización apropiada de los transformadores, a través de:

- a) Gasto racionalizado por concepto de energía disipada por el transformador durante el tiempo que funciona ( $I^2 \times Z_t \times \text{Hs. de servicio}$ ). Selección del transformador de la impedancia adecuada al tipo de operación.
- b) Determinación de la distribución y carga máxima que pueden soportar los transformadores cuando trabajan en paralelo.
- c) Facilita la selección de la protección adecuada -capacidad de sobrecarga y capacidad interruptiva de los interruptores.

Ejemplo: Determinar la capacidad interruptiva del interruptor, y la capacidad de los fusibles empleados para proteger el primario de un transformador monofásico, con las siguientes características:

**45 KVA, 440/220/127 Volts, 60 Hz. y con una impedancia del 4%**

Solución.

Corriente normal en el primario que alimentará al transformador.

$$\begin{aligned}\text{Corriente nominal} &= \frac{\text{Potencia del transformador (VA)}}{\text{Voltaje de Alimentación}} \\ &= \frac{45000 \text{ (VA)}}{440 \text{ V}} \\ &= 102 \text{ A}\end{aligned}$$

(VA) Máximos de corto circuito

$$\begin{aligned}(\text{V A}) \text{ Máx. C. C.} &= \frac{\text{Potencia nominal (VA)} \times 100}{\text{Impedancia en (\%)}} \\ &= \frac{45000 \times 100}{4} \\ &= 1125000 \text{ (VA)}\end{aligned}$$

Estos (VA) máximos de corto circuito se presentan en el primario del transformador cuando el secundario se cortocircuita.

Capacidad interruptiva requerida en caso de falla por cortocircuito.

$$\begin{aligned}\text{I máx. Interruptor C.C.} &= \frac{(\text{VA}) \text{ máx. C.C.}}{\text{Voltaje de línea}} \\ &= \frac{1125000 \text{ (VA)}}{40 \text{ (V)}} \\ &= 2570 \text{ Amps.}\end{aligned}$$

De estos cálculos se determinan las características de la protección, que deben ser:

a) Corriente nominal calculada = 102 Amps.

**Nota:** Sin embargo tratándose de transformadores la corriente de inicio de operación (inrush current) ocasiona que la capacidad del fusible debe ser mayor, por lo tanto debe consultarse las listas del fabricante de fusibles para ajustar este valor -Este hecho puede analizarse las tablas comerciales de fusibles UT que se presentan a continuación: Ejemplo: transformador monofásico de 1.5 KVA a 2400 Volts, tiene una corriente a plena carga de 0.625 Amps.; sin embargo se recomienda protegerlo con un fusible con capacidad de 3 Amps.

b) Capacidad interruptiva requerida en caso de corto circuito. La capacidad mínima interruptiva en caso de cortocircuito, es de 2570 Amps. Esta capacidad fácilmente se consigue en las cuchillas fusibles y/o interruptores termomagnéticos que se emplearan para proteger el transformador; ya que existen comercialmente con capacidad interruptiva de 10 a 100000 Amps.

\*\* Para transformadores monofásicos multiplíquense los valores trifásicos por 1.73.

Hay varios tipos de fusibles, según sus características constructivas y los valores nominales y de falla que manejan:

- Fusibles tipo K son llamados fusibles con elemento rápido. Tienen relación de velocidad\* que varía de 6 para regímenes de 6 amperios y 8 para los de 200 amperios;
- Fusibles tipo T son fusibles con elemento lento. Su relación de velocidad es, para los mismos regímenes, 10 y 13, respectivamente;
- Fusibles tipo H son llamados fusibles de elemento extra rápido. Las relaciones de velocidad son 4 y 6.
- Fusibles tipo DUAL son fusibles extra lentos, cuya relación de velocidad es de 13 y 20 (para 0.4 y 21 amperios, respectivamente).

*\*relación de velocidad es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y la de 300 segundos. (Para fusibles de capacidad mayor a 100 amperios, se toma el valor de 600 segundos.)*

Los tipos K y T han sido preferidos por el sector eléctrico durante más de 20 años debido a su ínter cambiabilidad mecánica y eléctrica. Sin embargo, esta longevidad ha sido contrastada con la introducción de los fusibles tipo DUAL SLOW-RAPID ®, los cuales reportan grandes beneficios no sólo a la protección de la red sino también en el máximo provecho de la capacidad de los transformadores de distribución donde son instalados fusibles tipo K y T son normalizados según las normas ANSIC 3742 y los fusibles tipo DUAL y tipo H bajo la norma NEMA SG2 - 1986.

Para la protección completa del sistema se requieren 2 fusibles: uno para el transformador y otro para el sistema. La solución es un fusible tipo DUAL, llamado así porque en el mismo elemento se encuentran reunidas la protección contra cortos y sobrecargas, con la ventaja de no subutilizar la capacidad del transformador.

El eslabón fusible DUAL presenta la mejor característica tiempo-corriente de todos los fusibles desarrollados hasta hoy. Además de permitir el uso máximo del transformador en su capacidad de sobrecarga, la construcción del fusible DUAL asegura la remoción inmediata del circuito en caso de falla del transformador o un daño esporádico. Por eso se recomienda el uso de los fusibles duales con el fin de obtener la mejor protección, evitar salidas innecesarias y poder sobrecargar el transformador a su máxima capacidad.

### 3.-PRUEBAS GENERALES A TRANSFORMADORES ENFRIADOS POR ACEITE.

#### 3.1.-Tipos de fallas en los transformadores.

Los transformadores de potencia, como parte de los sistemas eléctricos se encuentran expuestos a distintos tipos de fallas, estos tipos y las causas más frecuentes que las producen se indican en la siguiente tabla:

TIPO DE FALLA	CAUSAS
Aislamiento	Defectos o errores de diseño
	Errores de fabricación
	Errores de instalación
	Envejecimiento del aislamiento
	Contaminación
Eléctrica	Descargas eléctricas
	Switcheos (maniobras)
	Sobretensiones dinámicas
Térmica	Fallas en el sistema de enfriamiento
	Sobrecorrientes
	Sobretensiones
	Temperatura ambiente
Mecánica	Esfuerzos debidos a sobrecorrientes
	Sismos o terremotos
	Impacto de objetos extraños
	Nieve o hielo

Estas fallas se pueden agrupar, dependiendo si ocurren en el propio transformador o fuera del mismo en:

- Fallas internas
- Fallas externas

Las fallas internas pueden ser subdivididas en dos grupos:

- a) Fallas incipientes
  - b) Fallas eléctricas
- a) Fallas incipientes. En general todas las fallas internas son muy serias, sobre todo porque siempre esta presente el peligro de incendio. Sin embargo existe un grupo de fallas llamadas incipientes, las cuales en su etapa inicial no son severas, pero pueden dar lugar a fallas mayores si no son libradas lo más rápidamente posible. Dentro de esta categoría de fallas, se pueden presentar las siguientes:

- Fallas de aislamiento en los tornillos de sujeción de las laminaciones de los núcleos y del aislamiento que los recubre.
- Puntos calientes por conexiones de alta resistencia o conexiones defectuosas en las bobinas, producen puntos de calentamiento localizado o eventualmente con producción de arco eléctrico.
- Arcos eléctricos entre los devanados y el núcleo o el tanque, debido a sobretensiones por descargas atmosféricas.
- Fallas en el sistema de enfriamiento, como puede ser de nivel bajo de aceite, o bien obstrucción del flujo del aceite.

b) Fallas eléctricas. Las fallas eléctricas más severas son del siguiente tipo.

- Fallas en los contactos de los cambiadores de derivación que produce puntos calientes, o bien, cortocircuito entre derivaciones.
- Arqueo entre un devanado y el núcleo o tanque, debido a sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, fallas externas o maniobras de switcheo en el sistema.
- Arqueo entre devanados o espiras continuas de capas diferentes de un mismo devanado, debido a la misma causa anterior o por el movimiento de los devanados bajo la acción de fuerzas electromagnéticas durante cortocircuitos externos.

Las fallas externas son fallas que se presentan en las terminales del transformador hacia el sistema, pudiendo ser estas:

- a. Sobrecorrientes, debidas a sobrecargas o cortocircuito
- b. Sobretensiones.

Las sobrecargas en los transformadores, si se presentan de forma excesiva producen deterioro en los aislamientos y fallas subsecuentes, por lo que es necesario tener indicadores de temperatura con alarma, de tal forma que indique oportunamente cuando los límites permisibles de temperatura se están excediendo.

Los cortocircuitos externos en los transformadores solo se encuentran limitados por la impedancia del transformador, de manera que si el valor de la impedancia es pequeño, la corriente de cortocircuito puede resultar excesiva y producir al transformador esfuerzos mecánicos debido a los esfuerzos magnéticos que a su vez originan desplazamiento en las bobinas o fallas en las conexiones.

Las sobretensiones a que puede estar sometido a un transformador son ocasionadas por descargas atmosféricas. Estos voltajes se presentan en forma de un impulso caracterizado por una inmediata elevación a su máximo de cresta y un rápido descenso a cero. El efecto es mayor sobre el aislamiento del transformador a medida que la elevación de tensión es más rápida y su descenso más lento.

Además de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, un transformador puede verse sometido a sobretensiones severas originadas cada vez que ocurre un cambio en la topología del sistema, como es el caso de las maniobras del switcheo o cuando se presentan fallas.

En estos casos, las sobretensiones que se presentan son mayores cuando hay reencendido intermitente del arco dentro de un interruptor, alcanzándose valores hasta el orden de seis veces el valor de cresta del voltaje nominal, dependiendo de las características del sistema. Las descargas atmosféricas, los dispositivos de protección o el aislamiento en las líneas determinan la máxima sobretensión que puede presentarse.

### **3.2.- Mantenimiento a transformadores.**

Como ya se ha mencionado antes los transformadores basan su operación en la acción mutua entre fenómenos eléctricos, y no contienen partes móviles o movibles (a excepción hecha de los mecanismos para el cambio de derivaciones y la impulsión de ventiladores o bombas de enfriamiento utilizados en los grandes transformadores de potencia).

Son por estas razones que al no tener órganos giratorios, requieren poca vigilancia y escasos gastos de mantenimiento. El costo de los transformadores por kilowatts es bajo, comparado con de otros aparatos o máquinas, y su rendimiento es superior. Como no existen dientes, ni ranuras o partes giratorias, y sus devanados pueden estar sumergidos en aceite, no es difícil lograr un buen aislamiento para altas tensiones.

Para mantener esto se debe tener un continuo seguimiento del estado de sus componentes, en caso de diseño que sea el adecuado para el fin que fue construido y que, al mismo tiempo resista situaciones peligrosas a las que este expuesto en operación para esto se le realiza una serie de pruebas, que garanticen poder tomar decisiones oportunas y sobre todo la continuidad del servicio de las instalaciones.

Todos los transformadores requieren de cierto mantenimiento, pero los transformadores que son operados en donde se tienen atmósferas corrosivas y polvo eléctricamente conductivo, requieren de frecuentes inspecciones. La humedad, la elevación de temperatura y los ambientes corrosivos y contaminados, son los primeros enemigos que pueden afectar un transformador.

Aun los transformadores de tipo seco que están herméticamente sellados requieren de inspecciones frecuentes.

Los registros para el mantenimiento de un transformador, se inician cuando el transformador es instalado. Los datos concernientes con la operación del aparato se deben registrar cuando el transformador se pone en servicio y opera normalmente. Estos podrían incluir: el voltaje presente, los KVA entregados a la carga y las lecturas de temperatura apropiadas para el tipo de enfriamiento del transformador.

En general, a los transformadores se les practica una serie de pruebas para que cumplan con los requerimientos tanto para su diseño, puesta en servicio y mantenimiento durante este, todo cumpliendo con normas y especificaciones, en su última revisión.

### 3.3.- Prueba de resistencia de aislamientos.

El aislamiento es uno de los eslabones más débiles de un sistema eléctrico. Su falla casi siempre ocasiona la salida de servicio de los equipos, provocando generalmente fallas costosas de reparar. Por este motivo es necesario determinar cuando menos cada año la resistencia de los aislamientos.

Esta prueba determina la resistencia del aislamiento de los devanados individuales a tierra y/o entre devanados. La resistencia del aislamiento se mide en función de la corriente de salida que pasa a través del volumen total del aislamiento o a la salida de la superficie externa, debe observarse, por lo tanto, que la resistencia medida puede ser afectada por parámetros tales como: temperatura, humedad, y trayectoria a la salida, aislamiento o boquillas sucias.

La corriente que fluye a través del aislamiento como resultado de la aplicación del potencial de prueba esta dividida en tres componentes:

**Corriente de carga capacitiva:** Esta primera componente de corriente es causada por la carga de la capacitancia relacionada con la geometría del equipo bajo prueba y depende del tamaño y tipo del equipo bajo prueba, esta corriente puede ser de gran magnitud a partir de la aplicación del potencial y disminuye en función del tiempo, eventualmente puede llegar a cero una vez que el equipo bajo prueba se ha cargado por completo.

**Corriente de absorción dieléctrica:** Esta segunda componente de corriente es causada por los cambios moleculares en el material aislante y causan una corriente que permanece por un periodo que va desde algunos segundos hasta varios minutos en el caso de transformadores.

**Corriente de fuga:** Esta tercera componente de corriente toma su magnitud y permanece constante inmediatamente después de la aplicación del potencial, en principio la resistencia de aislamiento es consecuencia de la corriente de fuga y del potencial aplicado de acuerdo con la ley de Ohm.

Idealmente, para tener resultados exactos de una prueba de la resistencia del aislamiento es necesario que las lecturas de la corriente de fuga no sea tomada hasta que la corriente de carga capacitiva y la corriente de absorción han llegado a ser insignificantes

#### Condiciones para las pruebas

El transformador bajo prueba debe tener las siguientes condiciones:

- a) Todos los devanados sumergidos en líquido aislante, cuando aplique
- b) Todos sus devanados de una misma tensión en corto circuito
- c) Todas las boquillas instaladas cuando aplique; y
- d) Se recomienda que la temperatura de los devanados sean las más cercanas a la temperatura de 20° C
- e) Por ningún motivo deben hacerse pruebas cuando los transformadores estén energizados.

- f) La resistencia del aislamiento debe ser medida usando un megohmetro o un instrumento llamado “MEGGER”.



FIGURA III-1.- Equipo de medición de resistencia de aislamiento “MEGGER”.

### Tensión a ser aplicada

Las medidas de la resistencia del aislamiento en los transformadores se realizan normalmente en los voltajes de 500 dc. hasta 5000 dc.

Los megohmmetros o “MEGGER” usualmente tienen la capacidad de aplicar 500, 1000 o 2500 volts en dc.

**Nota.- No deben presentarse descargas parciales durante las pruebas de resistencia de aislamiento porque pueden dañar al transformador y también derivar en valores erróneo en las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento.**

### Procedimiento de la prueba

Los devanados cuya resistencia se desea medir se conecta a la terminal de línea del “MEGGER” y los demás devanados y el tanque se conectan a la terminal de tierra del “MEGGER”. Se aplica la tensión de prueba y se obtiene las lecturas requeridas, según lo siguiente cuando aplique:

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

- c) La tensión debe incrementarse usualmente desde 1 kV hasta 5 kV y mantenerse por un minuto y se lee el valor de la corriente, cuando aplique.
- d) Debe suspenderse la aplicación de la tensión si la corriente empieza a incrementarse o si no estabiliza.
- e) Cuando la prueba se termina, se deben aterrizar todas las terminales durante un periodo suficiente para que cualquier carga atrapada se reduzca a un valor despreciable.



**FIGURA 2.-** En esta figura se muestra al personal de la empresa encargada de realizar las pruebas al transformador preparando al transformador para la prueba de resistencia de aislamiento.

### **Factor de corrección por temperatura**

Los valores del factor de corrección por temperatura  $K$  que se indica en la Tabla 1 Apéndice A. Son típicos y satisfactorios para fines prácticos al usarse con la siguiente ecuación:

$$R_A = R_{aT} K$$

En donde:

- $R_A$  es la resistencia de aislamiento corregida a 20 °C;
- $R_{aT}$  es la resistencia de aislamiento en megaohms a temperatura de prueba ( $T$ );
- $K$  es el factor de corrección según Tabla 1 Apéndice A;
- $T$  es la temperatura promedio del devanado bajo prueba en °C.

## Interpretación de resultados

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia en megaohms que ofrece un aislamiento al aplicarle un potencial de corriente directa durante un tiempo de 60 segundos medido a partir de la aplicación del potencial.

El valor mínimo del aislamiento es el valor medido de resistencia al minuto de iniciar la prueba para transformadores y puede determinarse usando la siguiente formula:

$$R = \frac{CE}{\sqrt{kVA}}$$

Donde:

R = Resistencia de aislamiento en Megaohms.

C = 1.5 para transformadores en aceite a 20 °C.

C = 30 para transformadores impregnados en aceite sin tanque,

E = Voltaje nominal del devanado (fase-fase para delta o fase-neutro para estrella)

KVA = capacidad nominal del devanado bajo prueba

El significado de los valores de la prueba de la resistencia de aislamiento, generalmente requieren alguna interpretación, dependiendo del diseño, el secado y la limpieza del aislamiento involucrado.

La resistencia de aislamiento puede variar con la tensión aplicada y cualquier comparación debe ser hecha con mediciones a la misma tensión. La resistencia de aislamiento es una indicación útil en cuanto a que el aparato esta en condiciones adecuadas para la aplicación de las pruebas dieléctricas.

Si, al aplicarle una tensión el aislamiento, el valor de la resistencia demuestra una tendencia a disminuir con el tiempo en que se aplica un voltaje constante, ésta es una indicación que el aislamiento está fallando.

Si la diferencia entre dos lecturas de 500 V y 2500 V excede el 25% indica la posible presencia de humedad en el sistema de aislamiento. Esta posibilidad debe confirmarse con la prueba adicional de índice de polarización, factor de potencia del aislamiento, contenido de humedad en el aceite, prueba dieléctrica y otras pruebas recomendadas por el fabricante.

### 3.4.- Prueba de índice de polarización.

La prueba del índice de la polarización es una prueba que se puede utilizar para predecir que funcionamiento del sistema del aislamiento aunque las corrientes de carga capacitiva y absorción dieléctrica no han disminuido a cero.

Durante una prueba de resistencia de aislamiento al aplicar un voltaje de corriente directa la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse, graficando los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se obtiene una curva cuya pendiente indica el estado que guarda el aislamiento bajo prueba.

Si el aislamiento se encuentra húmedo, contaminado o degradado se alcanza un valor de resistencia estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y como resultado se obtendrá una curva con baja pendiente.

La pendiente de la curva puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la misma prueba, a la pendiente obtenida de la relación entre el segundo 60 y el segundo 15 se le denomina **Índice de Absorción**, a la pendiente obtenida de la relación entre el minuto 10 y el minuto 1 se le denomina **Índice de Polarización** y el valor puntual obtenido a los 60 segundos representa la **Resistencia de Aislamiento**.

Evaluación de resultados:

<b>Índice de polarización</b>	<b>Condición del aislamiento</b>
<b>Menor a 1</b>	<b>Peligroso</b>
<b>1.0 - 1.1</b>	<b>Pobre</b>
<b>1.1 - 1.25</b>	<b>Cuestionable</b>
<b>1.25 - 2.0</b>	<b>Aceptable</b>
<b>&gt; 2.0</b>	<b>Bueno</b>

La prueba de índice de polarización no requiere ajuste por temperatura y resulta particularmente importante para la evaluación de transformadores en aceite ya que representa el primer indicio de contaminación o degradación del aceite aislante de acuerdo con los límites anteriores.

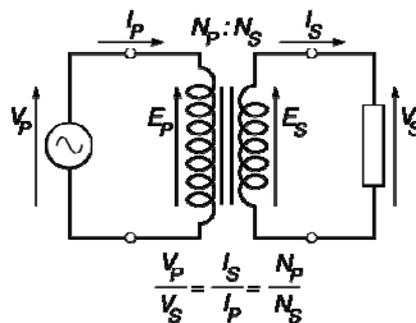
### 3.5.- Prueba de relación de transformación y polaridad.

La prueba de relación de transformación tiene como principal objetivo la determinación de la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, es decir, nos determina si la tensión suministrada puede ser transformada fielmente a la tensión deseada.

El objetivo de la prueba de polaridad es determinar el desplazamiento angular expresado en grados entre el vector que representa la tensión de línea al neutro de una fase de A.T. y el vector que representa la tensión de línea a neutro en fase correspondiente en B.T. La polaridad reviste una gran importancia en la conexión de los transformadores, sobre todo, si estos han de ser conectados en paralelo o en bancos.

#### Consideraciones teóricas

La relación de transformación en un transformador es la relación del número de espiras del devanado primario entre el devanado secundario, es también la relación de voltajes o de corriente del devanado primario entre el devanado secundario bajo condiciones específicas de carga.



$$\alpha = N_p/N_s = V_p/V_s = I_s/I_p$$

Donde:

$\alpha$	es relación de transformación.
$N_p$ y $N_s$	es el número de vueltas del devanado primario y secundario.
$V_p$ y $V_s$	es la tensión en las terminales del devanado primario y secundario.
$I_s$ e $I_p$	es corriente en el devanado primario y secundario

#### Condiciones para las pruebas

- El transformador a probar deberá estar completamente desenergizado
- Si el transformador bajo prueba se encuentra cerca de equipo energizado con alta tensión, se debe aterrizar una terminal de cada uno de los devanados, así como también el TTR utilizando su terminal de puesta a tierra.
- Quitar cualquier carga externa o cortocircuito y acoplamiento magnético o capacitivo.

### Procedimiento de la prueba

El TTR se emplea para medir la relación de transformación de transformadores de potencia y distribución. Su función es verificar la relación de transformación real de acuerdo con la relación de transformación nominal



**FIGURA 3.-** Equipo de medición empleado para medir la relación de transformación de transformadores de potencia y distribución.

Las terminales de excitación del X1y X2 del TTR se conectan al devanado de menor tensión y las terminales secundarias H1 y H2 a las terminales de mayor tensión.

La medición de la relación de espiras de n fases consiste de n mediciones monofásicas para determinar la relación entre espiras primarias y espiras secundarias de cada fase. A continuación se muestran las conexiones del TTR para transformadores típicos.



**FIGURA 4.-** Medición de la relación de transformación de un transformador.

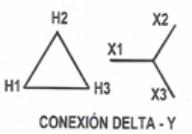
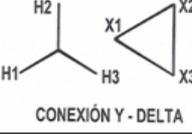
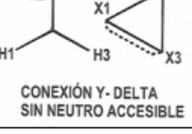
TRANSFORMADOR	CONEXIÓN DEL TTR				MIDE
	H1 (NEGRO)	H2 (ROJO)	X1 (NEGRO)	X2 (ROJO)	
 CONEXIÓN DELTA - Y	H1	H3	X1	X0	A
	H2	H1	X2	X0	B
	H3	H2	X3	X0	C
 CONEXIÓN Y - DELTA	H1	H0	X1	X2	A
	H2	H0	X2		B
	H3	H0	X3	X1	C
 CONEXIÓN Y - DELTA SIN NEUTRO ACCESIBLE	H1	H3	X1 X3	X2	A
	H2	H1	X2 X1		B
	H3	H2	X3 X2	X1	C

FIGURA 5.- Tabla de conexiones para transformadores típicos.

**Métodos de prueba de relación de transformación por el método del transformador patrón (TTR).**

El método del transformador patrón es el más conveniente para medir con precisión la relación de un transformador.

El transformador que se va a probar, se excita en paralelo con un transformador patrón de la misma relación nominal y los otros devanados (de baja tensión) se conectan en paralelo, intercalándose un voltmetro o un detector entre dos terminales de igual polaridad (figura 10). El transformador patrón puede ser un transformador de relación variable, por ejemplo el TTR (Transformer Turn Ratio), en cuyo caso se puede obtener directamente la relación de transformación.

Una variante del transformador patrón es la indicada en la figura 11 en la cual se utilizan dos voltmetros para medir las tensiones secundarias. La prueba debe repetirse con los voltmetros intercambiados. El promedio de los resultados en la relación de transformación.

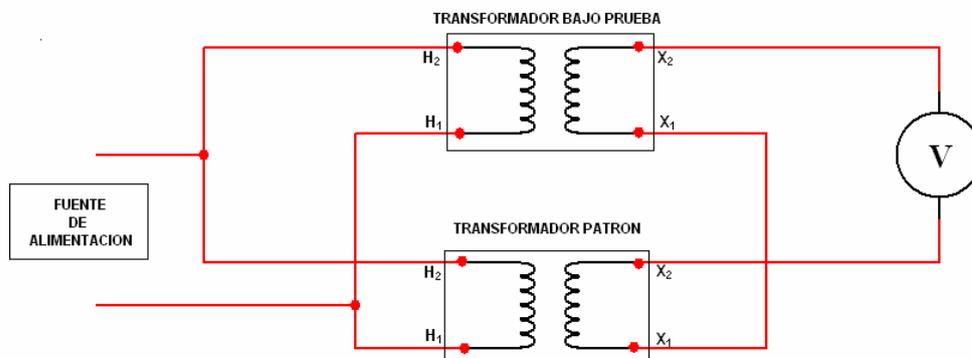


FIGURA 6.- Conexiones para la medición de la relación de transformación por el método del transformador patrón.

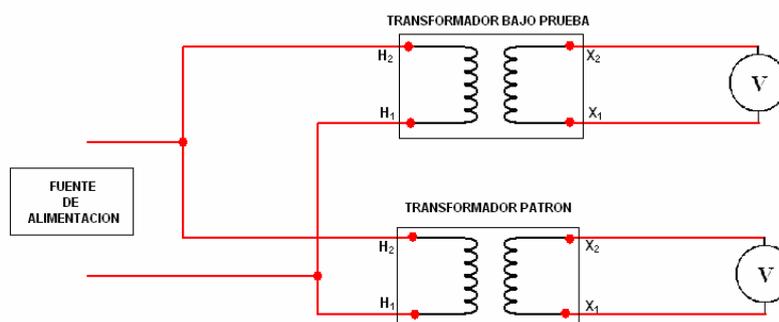


FIGURA 7.- Conexiones para la medición de la relación de transformación, variante del método del transformador patrón.

### Relación de transformación por el método del puente de relación.

Para determinar la relación del transformador, se puede utilizar un potenciómetro apropiado, preferentemente graduado para dar la lectura de relación de transformación. Para efectuar la prueba se varía la resistencia del potenciómetro hasta que el detector indique cero. Entonces la relación de resistencias del potenciómetro  $R/R_1$  es igual a la relación de transformación.

### Interpretación de resultados.

Se considera satisfactoria una variación no mayor al 0.5% con respecto a los datos de placa.

#### Nota:

En algunos casos se pueden encontrar transformadores en los que la variación en la relación de transformación es superior al 0.5% con respecto a los datos de placa, esta condición generalmente se asocia a transformadores con pocas espiras o vueltas en el devanado secundario y podría considerarse aceptable si la variación en la relación de transformación medida se mantuviera semejante para las tres fases.

Las fallas más frecuentes detectadas al realizar esta prueba son las siguientes: una falla frecuente de fábrica es la de puntas invertidas o polaridad invertida; generalmente se origina en alta tensión y es muy fácil de detectar con el TTR, para lo cual se establece la polaridad en el transformador patrón.

Otras de las fallas es la de puntas abiertas, siendo más frecuente en campo ya sea por envejecimiento del equipo o en la transportación, generalmente se da en el cambiador de derivaciones. Si la punta está abierta para cualquier valor que se indique en las mirillas de relación de transformación se quedará en cero.

Falsos contactos. Esta falla no es otra cosa más que la presencia de carbón en las puntas de contacto, se originan por malas soldaduras o por altas corrientes; esta falla se detecta cuando la medición no estabiliza o el equipo presenta problemas para balancear.

Alta corriente de excitación. La prueba de relación de transformación se efectúa con la máquina desenergizada y sin tener conexiones exteriores; cuando se busca la relación de transformación y el equipo refleja una alta corriente de excitación, esto indica que el núcleo del transformador cuando opere demandará una gran corriente, la causa más probable de esto es que el núcleo sea de mala calidad, o bien que el núcleo esté flojo.

### 3.6.- Factor de potencia de los aislamientos del conjunto.

Esta prueba nos permite comprobar que los niveles de aislamiento del transformador estén en buen estado principalmente basándose en los índices de humedad de los aislamientos o grados de sequedad de los materiales aislantes.

El factor de pérdidas es una relación adimensional normalmente expresada en por ciento que indica las condiciones del aislamiento bajo prueba y puede ser medido en términos de factor de disipación (tangente  $\delta$ ) o factor de potencia (coseno de  $\theta$ ).

Este factor se determina por medio de un puente de capacitancias. Esta al ser práctica normalmente se realiza en fábrica como en campo.

#### Capacitancia:

Los elementos de un sistema eléctrico de potencia son mucho más que un simple capacitor, sin embargo, contienen un material dieléctrico (aislamiento) entre dos electrodos (conductores), la capacitancia del elemento depende entonces de las características del material dieléctrico y de la configuración física de los electrodos, si las características del material aislante o la configuración física de los electrodos cambian como consecuencia del deterioro por contaminación, envejecimiento o daño físico del equipo, la capacitancia cambiara en consecuencia

Cuando un voltaje de corriente alterna es aplicado a un aislamiento ocurre un flujo de corriente formado por dos componentes que pueden ser medidas individualmente, una capacitiva ( $I_C$ ) que corresponde a las condiciones anteriormente descritas y otra resistiva ( $I_R$ ) que corresponde a la **corriente de pérdidas dieléctricas**.

El **factor de disipación** es la relación entre la corriente resistiva y la corriente capacitiva, mientras que el **factor de potencia** es la relación entre la corriente resistiva y la corriente total.

$V$  = Voltaje de prueba  
 $I_T$  = Corriente total  
 $I_R$  = Corriente resistiva  
 $I_C$  = Corriente capacitiva  
 $C_P$  = Capacitancia paralela  
 $R_P$  = Resistencia paralela  
 Factor de disipación = tangente  $\delta = I_R / I_C$   
 Factor de potencia = coseno  $\theta = I_C / I_T$

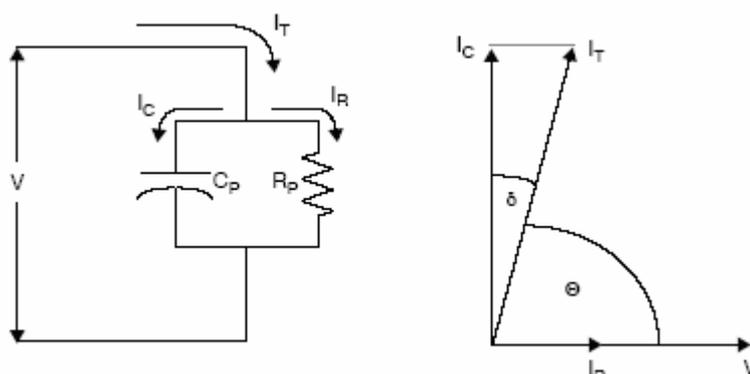


FIGURA 8.- Diagrama vectorial de la prueba de factor de potencia

En transformadores de potencia y distribución se evalúan las siguientes tres posiciones de prueba para cada grupo de devanados:

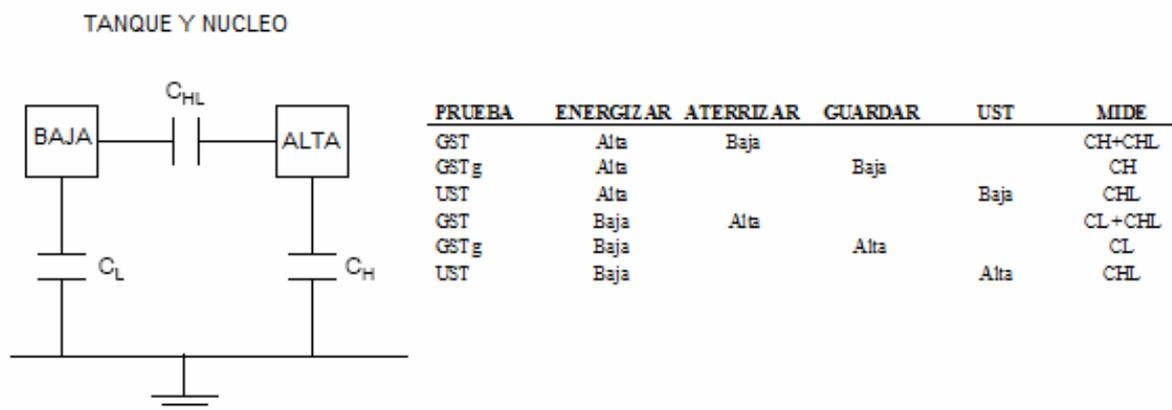


FIGURA 9.- Conexiones de prueba para mediciones directas de componentes individuales.

**GST (Grounded Specimen Test)** La configuración GST permite probar de una terminal no aterrizada a otra terminal aterrizada. En la posición de prueba GST se mide el total de la corriente que fluye a tierra por medio de la conmutación de la terminal de medición con la terminal de tierra.

**GST-guard (Grounded Specimen Test with Guard)** La configuración GST-guard permite medir secciones individuales de aislamiento. En esta posición la corriente que fluye a la Terminal de medición del equipo no es considerada y solo se mide la corriente que fluye a tierra.

**UST (Ungrounded Specimen Test)** La configuración UST es usada para mediciones entre dos terminales de un espécimen bajo prueba que no se encuentra aterrizado o que puede ser aislado de tierra por medio de esta configuración. En esta prueba se mide la corriente que fluye de la terminal energizada a la terminal de medición sin considerar la corriente que fluye a tierra.

Es muy importante considerar que el factor de potencia es inversamente proporcional a la temperatura, para comparar adecuadamente las mediciones periódicas es necesario efectuar las mediciones siempre a la misma temperatura o referir el resultado a una temperatura específica, 20 °C para transformadores inmersos en aceite.

### Condiciones para las pruebas

El transformador bajo prueba debe tener las siguientes condiciones:

- Todos los devanados sumergidos en líquido aislante.
- Todos sus devanados en corto circuito.
- Todas las boquillas en sus respectivos lugares, además se recomienda que la temperatura de los devanados y el líquido aislante sean cercanos a la temperatura de 20 ° C.

d) La tensión que debe aplicarse a cualquier parte de un devanado para medir el factor de potencia del aislamiento, debe ser de 2.5 kV y hasta 10 kV como máximo. El factor de potencia debe ser medido usando un instrumento llamado “MEU” como se puede observar en la siguiente figura.



FIGURA 10.- Equipo de prueba para factor de potencia

### Factor de corrección por temperatura

El factor de corrección por temperatura para modificar el valor del factor de potencia del aislamiento, depende de los materiales aislantes de su estructura y de contenido de humedad. Los valores de corrección K que se indican en la Tabla 2 Apéndice A, son típicos y son satisfactorios para fines prácticos al usarse con la siguiente ecuación.

$$FP = FP_T / K$$

En donde:

- FP** es el factor de potencia corregido a 20°C.
- FP<sub>T</sub>** es el factor de potencia a temperatura t en °C.
- K** es el factor de corrección según la Tabla 2 Apéndice A.

Se puede considerar que la temperatura del aislamiento es la temperatura promedio del líquido aislante. Cuando se mide el factor de potencia del aislamiento la temperatura relativamente alta, los valores corregidos son anormalmente altos, debe dejarse enfriar el transformador y repetir las mediciones a una temperatura cercana a 20°C

### Evaluación de resultados (transformadores inmersos en aceite).

<b>Transformadores nuevos.</b>	<b>&lt; 0.5 %</b>
<b>Transformadores con tiempo en servicio.</b>	<b>&lt; 2.0 %</b>

Realizar esta prueba periódicamente como parte de un programa de mantenimiento permite detectar cambios en las características del aislamiento producidos por fisuras, fracturas, esfuerzos electrodinámicos, envejecimiento, contaminación o como resultado de la operación misma del equipo.

Las pruebas de factor de potencia son aplicables a transformadores de potencia y distribución, en aceite y tipo seco, boquillas, transformadores de corriente, transformadores de potencial, aceites dieléctricos y equipos en donde la evaluación del aislamiento es primordial para garantizar la continuidad del servicio.

### 3.7.- Corriente de excitación y pérdidas en el núcleo.

Las pérdidas de potencia que ocurren durante la transformación y que se presentan por medio de la elevación de temperatura, son causadas por la excitación del núcleo y la resistencia de los devanados. Así tenemos:

- a) Pérdidas en el núcleo por excitación:
  - Pérdidas por histéresis.
  - Pérdidas por corrientes parasitas.
- b) Pérdidas en devanados por su impedancia.

La corriente de excitación es aquella que es necesaria para establecer un flujo magnético capaz de inducir la tensión nominal en el otro u otros devanados; es aquella que se obtiene en los devanados primarios de un transformador al aplicar a un voltaje de prueba manteniendo el devanado secundario en circuito abierto y consta de dos componentes una en cuadratura ( $I_L$ ) que corresponde a la corriente reactiva magnetizante del núcleo y la otra en fase ( $I_R$ ) que incluye las pérdidas en el núcleo, en el material de los devanados y en el aislamiento.

La prueba de corriente de excitación monofásica es muy útil para localizar problemas tales como defectos en la estructura magnética del núcleo, desplazamiento de los devanados, fallas en el aislamiento entre las espiras o problemas en el cambiador de derivaciones, estas condiciones resultan en un cambio en la reluctancia efectiva del circuito magnético afectando la corriente requerida para obtener un flujo magnético específico a través del núcleo.

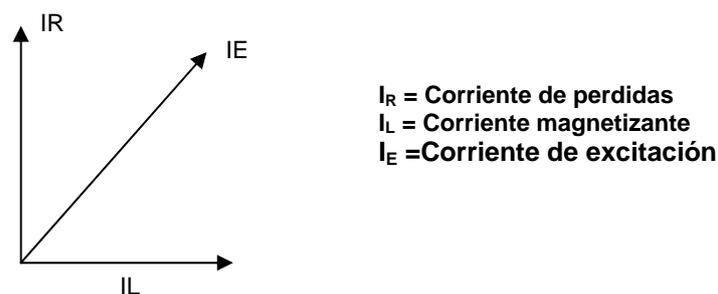


FIGURA 11.- Diagrama vectorial de las componentes de la corriente de excitación de un transformador.

#### Consideraciones para la prueba

El transformador debe estar desconectado, estando totalmente libres tanto las terminales de baja como de alta tensión.

La alimentación se da para el voltaje nominal y frecuencia de trabajo conforme a datos de placa. Esta prueba puede realizarse tanto en el lado de baja tensión como en el lado de alta tensión.

En el circuito de pruebas mediremos la tensión nominal de frecuencia, la corriente de excitación y los watts de pérdida.

La corriente de excitación debe ser medida usando un instrumento llamado “MEU”, como en la prueba de factor de potencia a los aislamientos.



FIGURA 12.- Equipo “MEU” para medir corriente de excitación.

### **Evaluación de los resultados.**

Para la mayoría de transformadores trifásicos el patrón consiste en una lectura menor en la fase central y dos lecturas altas y similares en las fases extremas, estas lecturas altas no deberán diferir en más de 15% entre ellas y al compararlas con resultados anteriores bajo las mismas condiciones de prueba las diferencias no deberán ser mayores al 5%.

En la mayoría de los problemas detectados utilizando este procedimiento, la diferencia entre las corrientes de fase para un transformador trifásico ha sido mayor a un 10% para las lecturas de fases con valores altos, esta condición se aprecia también cuando los resultados son comparados con mediciones previas.

El magnetismo residual en el núcleo de un transformador como resultado de la desconexión del sistema de potencia o como resultado de una prueba de resistencia ohmica de devanados en la que se usa corriente directa, contribuye a obtener una medición de corriente de excitación mas alta que la normal.

Si se detecta un cambio significativo en los resultados de prueba, el único medio confiable para excluir el efecto del magnetismo residual es desmagnetizar el núcleo.

### 3.8.- Resistencia ohmica de los devanados.

El propósito fundamental es medir la resistencia del conductor con el cual se construyeron las bobinas del transformador, valor que será empleado para obtener información para determinar las pérdidas en el cobre ( $I^2R$ ).

La resistencia ohmica de devanados se evalúa en campo para determinar anomalías en los transformadores ocasionadas por deficiencias en las conexiones internas, espiras abiertas, espiras en corto-circuito y problemas con los cambiadores de derivaciones, la interpretación de los resultados se basa en la comparación de las pruebas de fábrica con los resultados obtenidos de las mediciones en campo.



FIGURA 13.- Equipo para medir resistencia a los devanados del transformador. Micróhmetro.

### Condiciones para las pruebas

- Si el transformador es de tipo seco, la temperatura de los devanados será determinada como el promedio de cuando menos tres termómetros colocados entre los devanados.
- Debe determinarse con la mayor precisión posible la temperatura de los devanados al hacer la medición de la resistencia en frío. Con el objeto de tomarse las siguientes precauciones:
  - a) La medición de la resistencia en frío debe hacerse Cuando el transformado este localizado un lugar donde exista corrientes de aire o en un local donde la temperatura ambiente cambie rápidamente.

- b) Para transformadores inmersos en líquido aislante, la temperatura de los devanados debe registrarse como el valor promedio de las lecturas de dos o más termómetros teniendo cuidado de que el elemento sensible de los termómetros esté tan cerca como sea posible al conductor de los devanados. No debe considerarse que los devanados estén a la misma temperatura que tiene el aire que está alrededor de ellos.
- c) La temperatura de los devanados debe considerarse igual a la temperatura promedio del líquido aislante, siempre y cuando el transformador haya estado sin energizar sus devanados de 3 h a 8 h, dependiendo de su tamaño, y antes de hacer la medición de la resistencia en frío y la diferencia de temperatura en el aceite entre la parte superior e inferior del tanque no exceda en 5 °C.
- d) Cuando se mida la resistencia en frío previo a la prueba de elevación de temperatura, debe registrarse el tiempo de estabilización. Este tiempo debe dejarse transcurrir en la prueba de elevación de temperatura, antes de tomar la primera lectura de la resistencia después del corte de energía.
- e) Si el devanado bajo prueba tiene una constante de tiempo apreciable, puede lograrse más rápidamente la estabilización con una tensión inicial mayor que la necesaria, la que posteriormente debe disminuirse conforme la corriente se aproxima a las condiciones de estabilización.
- f) Cuando sea necesario convertir las mediciones de la resistencia de una temperatura a otra, debe utilizarse la siguiente fórmula:

$$R_s = (R_m) \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k}$$

En donde:

***R<sub>s</sub>*** es la resistencia a la temperatura deseada ***T<sub>s</sub>***,

***R<sub>m</sub>*** es la resistencia medida a la temperatura ***T<sub>m</sub>***;

***T*** es la temperatura de referencia deseada en grados Celsius;

***T<sub>m</sub>*** es la temperatura a la cual la resistencia fue medida en grados Celsius

***T*** es igual a 234,5°C para el cobre y 225°C para el aluminio.

**NOTA.** El valor de ***T<sub>k</sub>*** puede ser tan alto como 230°C para aleaciones de aluminio.

### Conexiones a considerar.

Normalmente por el lado de baja tensión se realizan se realizan las siguientes mediciones:

Terminal $X_1$	$V_s$	Terminal $X_4$
Terminal $X_2$	$V_s$	Terminal $X_0$
Terminal $X_3$	$V_s$	Terminal $X_0$
Terminal $X_1$	$V_s$	Terminal $X_2$
Terminal $X_2$	$V_s$	Terminal $X_3$
Terminal $X_3$	$V_s$	Terminal $X_1$

Los valores tomados entre fase y neutro serán estadísticos y las lecturas tomadas entre líneas serán las que se ocupen para pruebas sucesivas.

En la practica, varían los valores de estas resistencias en maquinas de la misma capacidad, principalmente por la falta de calidad de mano de obra, por lo tanto, se tomara el promedio de las tres lecturas para determinar el valor de la resistencia

En el caso particular de alta tensión y tomando en consideración que la mayoría de los transformadores tipo distribución cuentan con cambiador de derivaciones, se deberán tomar las lecturas indicadas en la tabla siguiente:

Posición	Conexiones	Conexiones	Conexiones
1	$H_1-H_2$	$H_2-H_3$	$H_3-H_1$
2	$H_1-H_2$	$H_2-H_3$	$H_3-H_1$
3	$H_1-H_2$	$H_2-H_3$	$H_3-H_1$
4	$H_1-H_2$	$H_2-H_3$	$H_3-H_1$
5	$H_1-H_2$	$H_2-H_3$	$H_3-H_1$

Se utilizará el mismo procedimiento y criterio que se empleo en le caso de baja tensión, pero ahora tomando un promedio con respecto a cada una de las posiciones.

Para el caso de la prueba de temperatura, se realizara la medición en la posición mínima del cambiador de derivaciones bajo criterio que en esta existirá menos devanados de la bobina y tendrá los valores mas altos de corriente, por lo tanto, el transformador en esta posición tendrá su temperatura máxima y el puente se conectara en las polaridades donde se haya determinado el valor mas bajo de resistencia.

En el caso de las conexiones trifásicas el valor de las resistencias medidas tanto en el lado alta tensión como de baja tensión y multiplicadas por sus respectivos valores de corriente elevados al cuadrado, nos dará lo que se conoce como efecto joule ( $R I^2$ ).

### **Evaluación de resultados**

La interpretación de los resultados usualmente esta basada en la comparación de las pruebas realizadas individualmente para cada fase, sin embargo, la comparación debe ser realizada contra los valores originales obtenidos en las pruebas de fábrica y la variación no deberá ser mayor al 5%.

Cuando el resultado de la prueba excede el 5% hacia arriba, se pueden considerar problemas en las conexiones internas o el cambiador de derivaciones, cuando excede el 5% hacia abajo, se pueden considerar problemas de corto circuito entre espiras.

En el caso de no poderse determinar el valor de la resistencia por medir se puede considerar puntas abiertas en el cambiador de derivaciones, otro problema frecuente en la practica es que la lectura de resistencia no estabilice esto puede ocurrir por falsos contactos por malas aplicaciones de soldadura, por falta de apriete en bornes de conexión.

### 3.9.- Prueba de análisis de respuesta al barrido de frecuencia (SFRA) (FRA).

El barrido de frecuencia representa la técnica más moderna para el análisis cualitativo de fallas "ocultas" al interior de un transformador, la prueba genera una gráfica en la que los cambios en función de la frecuencia como resultado de la relación directa entre la configuración geométrica y la distribución eléctrica de los elementos como circuito RLC, permiten identificar problemas en la estructura geométrica debido a variaciones relacionadas con desplazamiento de devanados, desplazamiento de espiras, desplazamiento del núcleo, fallas en cambiadores de derivaciones, estructuras de sujeción y elementos de conexión.

A bajas frecuencias: El transformador está caracterizado por la inductancia de magnetización y el comportamiento del núcleo de acero. La capacitancia distribuida de los devanados son dominantes a más altas frecuencias.

Por lo tanto, fallas por corto circuito, circuito abierto y falsos contactos en el cambiador de derivaciones son detectadas fácilmente en el rango de baja frecuencia

A frecuencias más elevadas: Deformación y desplazamientos de los devanados y del grupo núcleo-bobinas así como pérdida de presión de los aprietes, son fácilmente detectados en el rango de altas frecuencias.

#### Interpretación General de los Resultados FRA

Rango de Frecuencia	Manera de Deformación
< 50 kHz	Devanados en circuito abierto, espiras en corto, falsos contactos del cambiador de derivaciones
30 – 200 kHz	Deformación local dentro de la estructura del devanado
200 – 500 kHz	Deformación General en la estructura de los devanados
0 – 500 kHz	Pérdida de presión de los elementos de sujeción (abrazaderas, cuñas, etc.). Movimiento del grupo núcleo bobinas.
500 – 2000 kHz	Pérdida de presión de los elementos de sujeción (abrazaderas, cuñas etc) y movimiento de las terminales del cambiador de derivaciones

Esta técnica resulta particularmente útil como complemento de diagnóstico para problemas relacionados con fallas incipientes por la presencia de gases disueltos en el aceite aislante para los casos en los que las tradicionales pruebas eléctricas no permiten la identificación de las posibles fallas.

Para transformadores nuevos o en buenas condiciones de operación, se obtienen "huellas digitales" que pueden ser comparadas después de futuros eventos relacionados con transporte, reubicación, cortocircuitos, descargas atmosféricas, movimientos telúricos y cualquier evento relacionado con cambios en la configuración geométrica de transformador.

Esta prueba se realiza con un equipo llamado FRAMIT, que es una herramienta de diagnóstico extremadamente confiable para detectar la condición de la estructura de los devanados de un transformador.

Los resultados de prueba son altamente confiables y se pueden repetir, además, pueden ayudar a decidir si se debe o no sacar el transformador de servicio tras la sospecha de daño interno; tiene un enorme potencial para ahorrar tiempo y dinero. Útil prueba de referencia aún si pruebas previas no han sido ejecutadas.

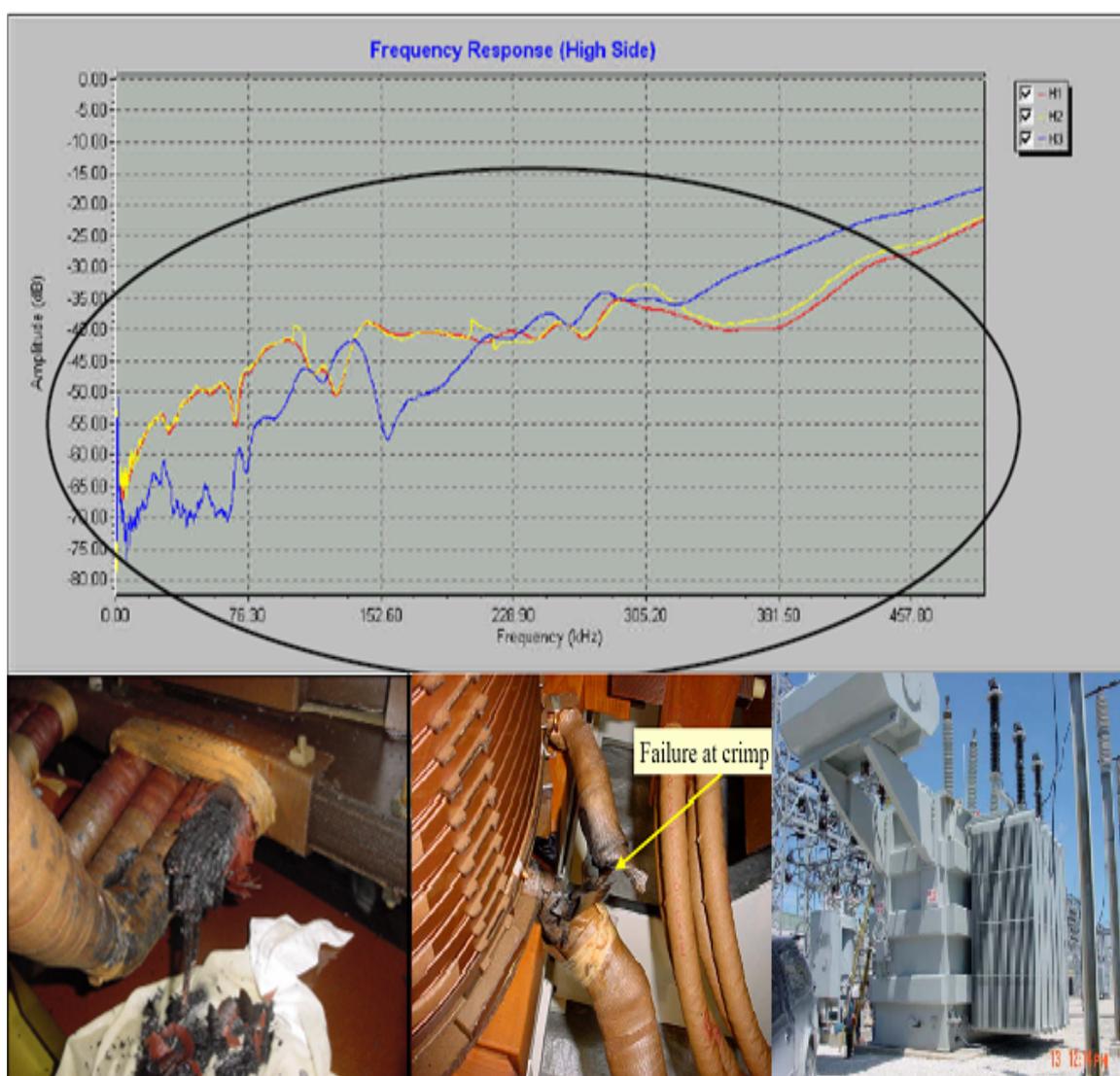


FIGURA 14.- Detección de una falla en un transformador con FRAMIT.

### 3.10.- Prueba de efecto corona (descarga parcial).

Corona es el nombre genérico para las descargas eléctricas que ocurren en el aislamiento como resultado de la alta velocidad de ionización bajo la influencia de un campo eléctrico que exceda la fuerza dieléctrica del aislamiento.

Las actividades de descarga de efectos de la corona radian energía en forma de luz. Ésta es una luz principalmente ultravioleta que es invisible al ojo humano. Sin embargo, una pequeña porción de la energía sólo es visible en la noche y aparece como “llamas azuladas” en los bordes afilados en el equipo de alto voltaje. Durante el día, la energía radiada por el sol en el espectro UV tiene órdenes de magnitud más grandes que las liberadas de las descargas del efecto corona. Por consiguiente, la energía de la descarga del efecto corona es absorbida casi por completo por la energía solar. Como consecuencia, es imposible observar el efecto corona durante el día a simple vista.

Las cámaras de efecto corona han superado esto. Se ha desarrollado un sistema de observación y grabación del efecto corona con luz de día, el cual usa tres tecnologías únicas. La primera utiliza un detector UV optimizado con los filtros apropiados, la segunda controla la apertura del lente y la última mejora las fotografías obtenidas.



FIGURA 15.- Detección de efecto corona en boquillas de transformadores.

Los efectos de la descarga parcial en un transformador son dobles: un efecto es que el Ion y el bombardeo del electrón pueden ser perjudiciales al aislamiento y acortan la vida del transformador, el otro efecto es que las corrientes transitorias producidas debido a las descargas parciales, puede interferir con los sistemas de comunicación.

Los fabricantes de transformadores enterados de las consecuencias de las descargas parciales en transformadores, han desarrollado un proceso de secado que permite al sistema de aislamiento eliminar virtualmente las descargas parciales perjudiciales que se presenten. Por esta razón la prueba de descarga parcial esta clasificada como opcional;

por lo tanto la prueba es realizada periódicamente por razones de control de calidad a prototipos o cuando está especificada por el usuario

La técnica generalmente usada es la tensión de radio influyente; el objetivo de realizar esta prueba es verificar que la tensión de radio influencia que aparece en las terminales del transformador, que no afecten la coordinación existente entre el circuito de potencia y circuito de comunicación.

La tensión de radio influencia puede ser generada internamente en los transformadores (en este caso se llaman descargas parciales) y puede ir afectando lentamente el aislamiento hasta provocar una falla, por lo que es muy importante limitarlo a valores muy reducidos. En las terminales del transformador aparece en forma de ruido y que normalmente se llama efecto corona. La especificación del estándar N.E.M.A. (National Electrical Manufacturers Association) nos da una guía de los voltajes de prueba para cada voltaje nominal, ver Tabla 3 Apéndice A.

### 3.11.- Prueba de hermeticidad

El objetivo es verificar que el tanque del transformador y sus accesorios soporten una presión interna especificada sin sufrir deformación permanente, para garantizar el sellado del transformador durante su operación. La prueba nos indica que el tanque debe soportar un 25% más que su presión de operación, siendo esta de 8lb/pulg<sup>2</sup> por lo que la presión de prueba será de 10lb/pulg<sup>2</sup> durante un lapso de 24 horas.

A pesar de que se realiza en todos los transformadores de potencia, sin aparente falla alguna, durante su tiempo de operación van pareciendo fisuras en la soldadura, o en los tanques de la boquilla, en las tapas, por lo que las normas se han modificado para que se realicen a 15lb/pulg<sup>2</sup> durante 6 horas, notándose ya durante la operación pocas o casi nada de fugas.

La prueba se puede realizar inyectándole nitrógeno o aire seco al transformador hasta que el manómetro nos indique el valor especificado. Las válvulas de los radiadores y las del tanque conservador deben estar abiertas para que la presión incluya los accesorios.



FIGURA 16.- Transformador que ha superado la prueba de hermeticidad.

### **3.12.- Prueba de potencial aplicado.**

La prueba de tensión aplicada debe hacerse con el fin de verificar que la calidad y cantidad de material aislante sean los adecuados, con el objetivo de asegurara que el transformador resistirá la los esfuerzos eléctricos a los que se verán sometidos durante su operación, es decir, verificar que los aislamientos del transformador cumplan con los requerimientos para los cuales fueron diseñados.

La prueba de potencial aplicado esta catalogada muchas veces como destructiva, ya que si el transformador presenta niveles bajos de aislamiento se quemara. La prueba de tensión aplicada debe hacerse aplicando la tensión de prueba en cada devanado con todos los otros devanados conectados a tierra. La tensión de prueba debe ser la correspondiente a la clase de aislamiento del devanado.

#### **Aplicación de la tensión de prueba**

La prueba se efectúa aplicando una tensión a 60Hz, durante un minuto, iniciándose con un valor no mayor a un cuarto del establecido como tensión de prueba (ver Tabla 4 Apéndice A). Posteriormente se elevará hasta alcanzar la tensión requerida en un tiempo aproximado de 15 segundos. Para suspender la tensión, se reducirá gradualmente hasta alcanzar por lo menos un cuarto de tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor de 5seg.

Si la tensión se retira repentinamente por medio de un interruptor, el aislamiento puede ser dañado por una tensión transitoria mayor que la prueba. Solo en caso de falla la tensión podrá ser suspendida rápidamente.

Como se menciona anteriormente la prueba de potencial aplicado es catalogada muchas veces como destructiva, es por esta razón que se someten los aislamientos a esfuerzos dieléctricos mayores. Por lo que se considera que cuantas veces se le aplique esta prueba a un transformador mayor será su probabilidad de falla. Si este tiene cambiador de cambiador deberá de estar en la posición derivaciones máximas.

#### **Condiciones para la prueba**

- Todas las terminales de un mismo devanado, se cortocircuitan conectándolas entre si.
- El devanado que se someterá a prueba se conectara a la línea del transformador de potencial de prueba.
- Los devanados restantes y la estructura del tanque se conectan a tierra.
- Tap de derivaciones (máximo).
- El voltaje de prueba se seleccionará de acuerdo con las normas vigentes y considerando el nivel de aislamiento del devanado.

- Para transformadores reparados se aplicará el siguiente criterio.

TIPO DE REPARACIÓN	POTENCIAL APLICADO
Reconstrucción total (cambio total de las bobinas)	100%vp
Reconstrucción total (cambio de bobinas una fase).	75%vp
Revisión (limpieza, ajuste, etc. sin cambio de bobina)	65%vp

Vp= valor de prueba obtenido de la tabla No-4

#### Precauciones:

- Asegúrese de conectar todas las terminales y partes conductoras incluyendo el núcleo y el tanque a tierra con la terminal de referencia del equipo de prueba.
- La conexión a tierra entre el transformador bajo prueba y el equipo de prueba deberá ser un circuito firmemente conectado a tierra.
- No deberá colocarse ninguna resistencia de valor apreciable entre el equipo de prueba y el transformador que se vaya a probar.
- Antes de conectar el interruptor para realizar la prueba, deberán verificarse todas las conexiones debiendo ser firmes.
- Revisar conexiones del cable de líneas al caimán y del caimán a la terminal que sujeta, así como las interconexiones durante la prueba podría energizar alguna parte metálica no considerada y causar un accidente.
- No permitir el movimiento de grúas, equipo o personal en el cuadro de prueba durante la realización de la misma.
- Sustituir todos los conductores que se sospechen defectuosos (algunos hilos de cable fracturados, etc.).
- Distancias mínimas: recordar que el incremento de humedad ambiental tiende a disminuir las distancias dieléctricas en el aire. En la Tabla 5 Apéndice A se dan las distancias mínimas en el aire en condiciones ambientales de baja humedad; para humedad ambiental alta deberán aumentarse estas distancias.

- i. La conexión de línea deberá estar totalmente aislada de tierra, ya que si es sostenida por cinta de algodón o algún otro aislante de resistividad baja, por ser el potencial aplicado elevado, alguna corriente podría arrastrarse sobre la superficie de la cinta hacia la tierra, ocasionando una falla o un accidente.
- j. Es recomendable que el personal que opera las cuchillas y el regulador de voltaje lo haga sobre tarimas de madera y alejado de la malla del alambre (conectado a tierra) que rodea el cuadro.
- k. Equipo de seguridad del personal: deberá contar con zapatos de seguridad de suela aislante, guantes de carnaza, camisola fajada al pantalón (para evitar tirones o enganches), casco aislante (para eliminar el efecto de punta de cabeza).
- l. Características del personal del laboratorio de pruebas: el principal axioma para evitar los riesgos eléctricos es “pensar lo que se va a hacer, antes de actuar”, por lo que el personal del laboratorio deberá ser ágil mentalmente diestro y de conducta respetable para minimizar los accidentes.

### **Fallas mas frecuentes**

En este tipo de prueba las fallas pueden ser por mal cálculo de ingeniería de diseño, selección inadecuada de la calidad de los aislamientos o los cálculos indebidos en distancias cortas. Muchas veces la falla se origina por la mala calidad de la mano de obra, dicho en otras palabras, cuando los operarios no respetan las instrucciones dadas por la ingeniería de diseño.

Físicamente, cuando el transformador se somete a esta prueba llega a fallar por distancias cortas entre las guías de la alta tensión al tanque, entre las guías del derivaciones, entre bobina de alta tensión contra el tanque y la más crítica que es entre bobina y bobina o entre bobina y núcleo, originadas frecuentemente, cuando el líquido refrigerante es de mala calidad ya que sus propiedades dieléctricas no son las adecuadas. Se recomienda efectuar primero las pruebas correspondientes al aceite antes de la prueba de potencial aplicado.

### **Evaluación de los resultados.**

Medios por los cuales se pueden detectar una falla son:

- Incremento brusco de la corriente.
- Al incrementarse la corriente repentinamente durante la prueba existente la presencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión.
- Ruidos dentro del tanque.
- Al existir un ruido amortiguado o zumbido dentro del tanque, será debido a una distancia crítica o un exceso de humedad.
- Humo y burbujas. La presencia de humos y burbujas indicara la existencia de una falla a tierra o entre devanados de alta y baja tensión, pero si se observan burbujas sin humo, no necesariamente indicara una falla ya que pueda existir aire ocluido en el devanado; por lo que en este caso se recomienda repetir la prueba.

### 3.13.- Prueba de potencial inducido.

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

Esta prueba al igual que la de potencial aplicado se considera como de prueba destructiva, ya que en caso de falla de los aislamientos que integran las bobinas, estas materialmente se destruyen.

En esta prueba se induce una tensión del 200% de la tensión nominal. Dado que en la prueba se incrementan los volts por vuelta del transformador, la frecuencia de la tensión de prueba debe ser lo suficiente mente alta para limitar la densidad de flujo en el núcleo que aumentara en la misma proporciones, decir que cuando el transformador este diseñado para operar a 60hz, la prueba se podrá operar a 120hz y la duración será de 60 segundos; cuando la prueba se realice con una frecuencia mayor a 120hz, el esfuerzo dieléctrico en los devanados será mayor, por lo que en la prueba será limitado a una frecuencia del orden de los 7200 ciclos /seg.

El flujo máximo que opera el núcleo esta determinado por la ecuación general del transformador.

$$\Phi_{max} = \frac{E}{4.44 f N}$$

Por estas razones el tiempo de prueba depende de la frecuencia del generador utilizado con este criterio se a formulado la tabla siguiente; con los valores de frecuencia mas comunes y su tiempo de duración.

Tiempos establecidos por las normas ANSI C57-72 para la prueba de potencial inducido.	
FRECUENCIA	DURACION DE PRUEBA
120(HZ)	60 seg.
180(HZ)	40 seg.
240(HZ)	30 seg.
360(HZ)	20 seg.
400(HZ)	18 seg.

Para frecuencias intermedias el tiempo se puede calcular de con la siguiente expresión:

$$T = \frac{7200 \text{ ciclos}}{\text{Frecuencia (ciclos/segundos)}}$$

Se debe recordar que el transformador debe de estar sin conexiones exteriores por lo que esta prueba se hace en vacío.

Es recomendable que la prueba se inicie con un valor de la tensión igual o menor a la cuarta parte de la tensión de prueba, incrementándose posteriormente hasta alcanzar la tensión plena en un tiempo no mayor a los 15 segundos se sostiene la prueba durante el tiempo ya calculado; y para suspender la prueba, se reduce gradualmente la tensión hasta alcanzar por lo menos una cuarta parte de su valor en un tiempo no mayor de 5 segundos, después de lo anterior se podrá interrumpir su alimentación.

En caso de falla esta se podrá interrumpir la alimentación repentinamente ya que de otra manera se pueden dañar los aislamientos por los transitorios de sobre tensión mayores a los de la prueba.

Cuando los transformadores tienen un aislamiento uniforme en sus devanados se aplica el doble de la tensión nominal induciéndose por lo tanto una tensión tal que los volts por vuelta son dos veces el nominal.

### **Criterios de aceptación o rechazo**

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

Incremento brusco de corriente.

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

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

### **3.14.- Prueba de vacío.**

El objetivo es verificar que el tanque del transformador soporte el vacío al nivel del mar, sin sufrir deformaciones permanentes.

La prueba consiste en extraer todo el aire que tenga el transformador y verificar las deformaciones del tanque, para que cuando se termine la prueba cesen las deformaciones y las paredes del tanque regresen a su lugar.

Precisamente por esta clase de pruebas se soldan refuerzos en los tanques para que soporten esas deformaciones temporales.

### **3.15.- Prueba del alambrado, de protección, operación y fuerza.**

El objetivo de esta prueba es verificar con el plano de diagrama de alumbrado proporcionado por el fabricante y aprobado por el usuario que todos los accesorios funcionen con sus ajustes respectivos a sus tensiones de operación, en el caso de bombas y ventiladores con sus respectivas secuencias de fase y sus protecciones contra sobre carga y corto circuito.

La prueba consiste en hacer funcionar los instrumentos indicadores por medios artificiales para hacer que operen a sus valores de alarma y protección. Uno por uno se van verificando y las mas comunes son el nivel de aceite del transformador, las válvulas de sobrepresión, el relevador de Buchholz, termómetro de aceite, indicador de temperatura del punto mas caliente, indicadores de flujo, equipo de gas inerte, relevadores de bajas tensiones, etc.

Hay que tener cuidado con las pruebas del relevador Buchholz, pues en algunos transformadores que operan con bombas de aceite al arrancar estas, opera la protección del disparo indebidamente, pues si el transformador ya esta en servicio, lo desconecta de la alimentación sin motivo de falla. Así que cuando se presente este caso, se conecta el relevador cuando se arranquen las bombas para detectar en fábrica esta falla, y que el fabricante haga las mediciones pertinentes para el caso o inclusive cambio del tipo de relevador Buchholz.

Después se operan manualmente, los ventiladores para verificar que la rotación de todos es correcta; las bombas para verificar el flujo del aceite y si alguno tiene enfriadores que este correcto el flujo de aire hacia los conductos del aceite. Después se verifican la operación automática con el indicador del punto mas caliente; una vez realizado todo esto, las terminales de todo el equipo de alambrado se ponen en corto circuito y durante un minuto se le aplica un potencial de 1500 volts de corriente alterna para comprobar la calidad del aislamiento del alambrado.

### **3.16.- Prueba de temperatura.**

Esta prueba se realiza para verificar que el transformador cumpla con la capacidad o capacidades con que fue diseñado para garantizar su funcionamiento durante su vida de operación.

Para poder realizar la prueba de temperatura se deben obtener con antelación los watts totales con que habrá de alimentarse el transformador. Estos watts totales son la suma de los watts obtenidos en las perdidas del núcleo y los watts obtenidos en las perdidas por el cobre en la posición mínima, cuando se realiza la prueba de perdidas en el cobre posición nominal, se aprovecha para medir las de posición mínima, al igual que cuando se midan las de resistencias ohmicas.

Las normas nos indican diferentes métodos para realizar la prueba, pero para los transformadores de potencia en aceite, la mas generalizada es la de carga simulada que consiste en poner en corto circuito uno de los devanados y alimentar los watts totales por el otro.

Antes de energizar al transformador se colocan termómetros o termopares en la parte superior del aceite, así como alrededor del transformador para detectar la temperatura del medio ambiente, y deben ser tres como mínimo colocadas de uno a dos metros del transformador y a media altura. Si el transformador tiene ventiladores no se deben colocar donde ellos arrojen el aire de enfriamiento. También si el transformador es grande y la temperatura de resistencia ohmica se midió en la parte superior y en la inferior, entonces es necesario colocar un termopar en la parte superior de los radiadores y otro en la parte inferior. Todos estos termopares se conectan a un registrador gráfico que nos va señalando las elevaciones de cada punto donde esta un termopar.

Después de energizar el transformador suministrándole los watts calculados, los cuales se leerán en el circuito de pruebas. Esta energía tendera a calentar el transformador hasta que la diferencia de temperaturas entre el aceite superior y el promedio de las temperaturas ambientes sea uniforme. Las normas nos indican que si durante tres horas la diferencia no fue mayor de un grado, que el transformador esta estabilizado. Entonces se procede a promediar las diferencias de temperaturas en esas tres horas para obtener un valor que se llama gradiente aceite-ambiente y que nos servirá para el cálculo de la elevación de temperatura del transformador.

Para determinar los gradientes de los devanados con respecto al aceite, hay que disminuir los watts totales a un valor que corresponda a la corriente nominal del devanado que se esta alimentando durante una hora por lo menos, pasada la cual se desenergizara el transformador para medir la resistencia de cualquiera de los dos devanados.

Por lo general se mide la bobina central por que se supone que es la que se calienta más. Como es imposible medir la resistencia al instante del corte de energía, se toma una serie de lecturas para hacer una grafica tiempo resistencia que nos dará una curva que podemos extrapolar hasta el eje del tiempo cero. Esa resistencia leída en la intersección, es la que nos interesa para el cálculo de la elevación de temperatura del transformador.

Al valor obtenido le restamos 234.5 para obtener la temperatura del devanado junto con la del aceite, por lo que hay que restarle este valor para obtener el gradiente aceite cobre.

La suma del gradiente aceite-ambiente y el gradiente aceite-cobre nos da la elevación del devanado que no debe ser mayor del garantizado, pues en ese caso nos indicara que el transformador esta mal diseñado y no da la capacidad requerida.

Si la elevación es correcta, entonces se procede a energizar el transformador otra vez, en las mismas condiciones que tenía antes del primer corte, una hora más para volver a hacer lo mismo con el otro devanado, pues los dos deben cumplir con la elevación garantizada.

### 3.17.- Prueba de impulso.

El objetivo de esta prueba es verificar que el aislamiento del transformador pueda soportar sin deterioro las descargas atmosféricas o bien que han sido diseñados para resistir pulsos de voltaje unidireccional transitorio durante su vida de operación. Este tipo de pruebas se realizan en aparatos nuevos (prototipos), para asegurar que los duplicados se fabricaran con la misma calidad.

Durante bastantes años se ha venido estudiando el fenómeno de las descargas atmosféricas para poder idear un sistema que proteja a los transformadores y se alargue su vida de trabajo. Como la parte mas afectada es el aislamiento, los estudios se han enfocado a esa parte del transformador; por lo que se normalizaron los niveles de aislamiento y ahora se conocen como niveles básicos de impulso con su correspondiente clase de aislamiento.

Esta prueba consiste en simular rayos de voltaje transitorios a los que quedan expuestos los transformadores al estar operando en los sistemas de distribución eléctrica. En base a experiencia y años de estudio de los fenómenos naturales se determino que estas descargas son de corta duración, ya que, desde momento que inicia hasta la llegada del valor máximo tarda un tiempo de 1 a 20 $\mu$ s y el tiempo de su valor desciende a cero en el orden de 10 a 90 $\mu$ s; pero la mayoría de estos transitorios tardan entre 1 y 5  $\mu$ s en llegar a su valor máximo y entre 10 y 40  $\mu$ s en descender a un 50% de su valor pico.

De acuerdo con estos valores el comité AIEE-EEI-NEMA, en coordinación de aislamientos emitió un reporte especificando los niveles básicos de aislamiento, estos niveles establecieron tomando como patrón lo siguiente:

Para el impulso se aplica una onda completa a tensión reducida, las dos ondas cortadas y una onda de tensión plena. A menos que otra cosa se especifique, ser deben de aplicar ondas de polaridad negativas a transformadores sumergidos en aceite y de polaridad positiva a transformadores tipo seco o llenos con "compound".

La onda completa nominal deberá ser de 1.2/ 50  $\mu$ s lo que significa que en 1,2  $\mu$ s la onda alcanza su valor de 100% o valor de cresta (tiempo de frente) y al 50 % de su valor de cresta decae en 50  $\mu$ s (tiempo de cola), constados a partir del origen virtual del impulso.

El tiempo para llegar a la cresta desde cero virtual no debe ser superior a los 2.5 $\mu$ s, excepto para los devanados de gran capacitancia al impulso, por ejemplo devanados de baja tensión, alta capacidad de KVA y algunos de alta tensión y alta capacidad en KVA.

Los disturbios producidos por las descargas atmosféricas pueden ser representados por tres tipos básicos de ondas; completa, cortada y frente de onda.

Al efectuar una prueba, se omite la prueba de frente de onda solo se aplican en el siguiente orden, una onda completa reducida, la cual debe estar entre el 50 y 70 % del valor de onda completa, posteriormente, se aplican dos ondas cortas, las cuales son del 115% del valor de la onda completa y finalmente, se aplica una onda completa.

La onda reducida es este caso, solo nos sirve para compararla con la onda completa y establecer diferencias que nos puedan indicar una falla. La aplicación de la onda completa en el transformador, es para verificar que este soportará los disturbios producidos en la línea de transmisión al caer en ellas ciertas descargas atmosféricas ya que los disturbios viajan por dichas líneas hacia el transformador, en cuyo viaje la onda original es cambiada a causa del efecto corona y efectos capacitivos. Cuando la onda llega al transformador tiene un tiempo aproximado de 1,2  $\mu$ s de frente y de 50  $\mu$ s de cola.

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

La prueba de frente de onda es aplicada para predecir el comportamiento del transformador, cuando se vea sometido a una descarga en forma directa, ya que caiga sobre el o muy cerca. Esta onda sube muy rápidamente hasta producir un arco, causando así un transitorio de pendiente pronunciada con una duración del orden de .025 a 1  $\mu$ s y una magnitud de 50% más de onda completa.

Para la realización de la prueba se cuenta con un circuito normal de impulso, que comprende básicamente un generador de impulsos, un banco de capacitores que tiene una capacidad global, una resistencia total de frente, una resistencia total de cola, el objeto de prueba, un divisor de voltaje y un osciloscopio.

El generador de impulsos tiene un arreglo de alta eficiencia el cual consta de un banco de capacitores separados por explosores esféricos, que se cargan en paralelo a través de carga, por medio de una fuente de corriente directa y se descargan en serie en serie por medio de los explosores a través de la resistencia de frente y de cola.

Cuando el banco de capacitores cargado al voltaje de prueba deseado, el voltaje preseleccionado es alcanzado disipado por medio de un sistema que libera un pulso para descargar el banco de capacitores.

Simultáneamente, por medio del osciloscopio y una cámara fotográfica especial se toma una fotografía especial para tomar una fotografía de la forma obtenida.

Las diferentes formas de la onda de los impulsos que se aplican pueden ser simuladas por medio del intercambio de los resistores de forma de onda. De cola y de frente, que se encuentran localizados en el banco de capacitores.

Para preparar la prueba de impulso se lleva la siguiente secuencia:

- a. Se debe conectar con uno de los extremos del devanado primario a tierra; esta conexión se puede efectuar directamente por medio de una resistencia. Si se desea registra la corriente en cada una de las terminales, se tienen que probar por separado en transformadores trifásicos.

- b. Las terminales de los devanados secundarios se deben poner en corto circuito o bien pueden ser unidas a través de una resistencia de bajo valor y con una de las terminales a tierra (con el fin de limitar las tensiones inducidas en los devanados). Además es conveniente que estas no excedan el 80% de la tensión de onda completa correspondiente a su clase de aislamiento.
- c. Debe conectarse a tierra del armazón, la base y el núcleo se esta destinado a ser puesto a tierra.
- d. Para evitar el contorno bajo condiciones adversas de humedad y densidad del aire, la distancia de contorno puede ser aumentada provisionalmente por medios adecuados.
- e. La tensión de prueba puede aplicarse en le extremo del devanado primario no conectado a tierra y tierra.
- f. En transformadores monofásicos con aislamiento plano se aplica la tensión de prueba a cada uno de las terminales primarias tomándolas una a una.
- g. En el caso de la inductancia del devanado sea tan baja que no se pueda obtener la forma de onda especificada, se pude insertar una resistencia de 500 ohms como máximo en el extremo del devanado que va a conectar a tierra.

### **Criterios de aceptación o rechazo**

Los medios de detección de fallas en los aislamientos al ser sometidos a una prueba impulso pueden ser:

Se puede considerar como falla, cualquier diferencia que exista entre la onda de tensión reducida y la onda de tensión completa. También se considera como falla las diferencias que se observen al compara ondas cortadas, principalmente en su final.

Las burbujas y el humo que suben a través del aceite son pruebas inequívocas de fallas, sin embargo, las burbujas claras en ausencia de humo no siempre son evidencias de fallas, ya que estas pueden ser originadas por aires ocluidos.

Si al efectuar la prueba de onda cortada no ocurre un arqueo en le explosor o cualquier parte externa del transformador y el oscilógrama muestra una onda cortada, esto es una prueba definitiva de que el arqueo fue dentro del transformador y debe considerarse como falla.

Los ruidos dentro del tanque del transformador en le instante del aplicación del impulso, son indicación de falla.

### 3.18.- Pruebas a los aceites.

Ya que el aceite es una parte muy importante en el sistema de aislamiento de un transformador; se le realizan diferentes tipos de pruebas para determinar el estado en el que se encuentra, dichas pruebas se mencionan a continuación.

#### 3.18.1.- Muestreo de aceite.

El aceite debe ser tomado en lugares donde circule libremente; el envase recomendado es una jeringa de vidrio de 50 ml a 100 ml, provisto de una válvula de tres vías para el sellado y dos mangueras de plástico de acuerdo en lo establecido en la norma ASTM 3613.

Cada muestra debe ser tomada por duplicado para tener una óptima reproducibilidad, se recomienda que las muestras sean tomadas de acuerdo a la norma ASTM D923-91. Independientemente de la duración de la prueba la muestra de aceite para análisis debe ser tomada antes y después de las pruebas.

Las muestras deben ser suministradas al laboratorio tan pronto como sean tomadas y el análisis no debe excederse a 7 días después de que fueron tomadas las muestras. Si las muestras son guardadas en jeringas de vidrio por más de 24 horas antes del análisis deben ser envueltas en papel aluminio para protegerlas de la luz.



FIGURA III-17.- Toma de muestras de aceite a transformadores.

#### 3.18.2.- Pruebas Físico-Químicas a los aceites aislantes.

Los análisis Físico-Químicos proporcionan la información relativa a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, así como una proyección de los efectos que la condición del aceite pueda aportar al sistema de aislamiento. Los análisis Físico-Químicos se componen de un grupo de pruebas o estaciones de prueba predeterminadas y procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente (ANSI, DOBLE, ASTM, ICE, CIGRE, etc.), que en conjunto proporcionan la información óptima (técnica y económica) necesaria para determinar la calidad del aceite y sus efectos en el sistema de aislamiento.

Las pruebas que componen a los análisis Físico-Químicos, son las siguientes:

a) **Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D-877.**

La tensión de ruptura eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para resistir un esfuerzo eléctrico, esto es, el voltaje al que ocurre un rompimiento por arco eléctrico entre dos electrodos que se encuentran inmersos en el aceite bajo prueba y con una separación específica entre ellos.

Esta prueba es un indicativo preeliminar del contenido de contaminantes conductores presentes en el aceite, sin embargo, una tensión de ruptura alta no representa necesariamente que el aceite se encuentre libre de contaminantes.

b) **Numero de neutralizaciones ASTM D.974.**

El número de neutralizaciones para el aceite de un transformador en servicio es una medida de los componentes ácidos que se generan por la oxidación del mismo.

Esta prueba puede ser usada como una guía general para determinar cuando un aceite debe ser reprocesado o cambiado, para algunos aceites con tiempo en servicio el oscurecimiento del aceite generalmente esta relacionado con la formación de peróxidos, aldehídos y ácidos orgánicos.

c) **Tensión interfacial ASTM D.2285.**

Esta prueba es un método para detectar contaminantes polares solubles y productos de oxidación en el aceite aislante, consiste en la medición de las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos, es decir, la medición bajo condiciones equilibrio, de la tensión superficial que mantiene el aceite aislante contra el agua.

d) **Factor de potencia ASTM D-924.**

El factor de disipación o factor de potencia se emplea para medir las perdidas de potencia disipada cuando el aceite es sometido a un campo de corriente alterna. Esta prueba es usada para evaluar el deterioro y el grado de contaminación del aceite aislante.

e) **Apariencia visual y color ASTM D-1524.**

Se usa para determinar el color y el grado de turbidez de un aceite, también puede indicar la presencia de contaminantes sólidos no solubles y partículas de agua en suspensión.

f) **Contenido de agua ASTM D-1533.**

En un aceite aislante el agua puede estar presente en diferentes formas, la presencia de agua libre puede ser determinada por la apariencia visual, el agua en disolución no puede ser detectada visualmente y requiere de métodos Físico - Químicos como el Karl Fischer para determinar su contenido en partes por millón.

### g) Densidad relativa ASTM D-1298.

La gravedad específica o densidad relativa es la relación del peso para volúmenes iguales de aceite aislante y agua, probados a una temperatura específica. La densidad relativa se usa para determinar la naturaleza del aceite y la correcta aplicación del mismo en función de las condiciones climáticas del área geográfica de aplicación.

### 3.18.3.- Cromatografía de gases a los aceites aislantes.

Con el fin de detectar fallas incipientes en los transformadores antes de que desarrollen y desencadenen en una falla mayor provocando pérdidas de producción, se realiza el muestreo de aceite y se envía al laboratorio para identificar y medir la concentración de gases disueltos en el líquido.

El análisis de gases disueltos en el aceite, se realiza utilizando un Cromatógrafo de Gases y tomando en consideración el método de prueba ASTM D-3612; en cuanto a la evaluación de resultados se realizan conforme a la norma NMX-J-308.

La detección de ciertos gases en el aceite de transformadores en servicio frecuentemente es el primer indicativo de un mal funcionamiento o de una eventual falla, durante la operación de un transformador el aceite aislante y otros materiales dieléctricos sufren descomposición química bajo los efectos de la temperatura, los esfuerzos electromecánicos o los disturbios eléctricos en la red, estos acontecimientos van dando origen a la formación de gases que se disuelven total o parcialmente en el aceite y al ser analizados en contenido permiten detectar fallas incipientes al interior del transformador.



FIGURA III-18.- Cromatógrafo detector de gases disueltos en el aceite.

#### a. Descomposición térmica del aceite.

El aceite aislante de origen mineral es una mezcla de diferentes tipos de hidrocarburos y el proceso de descomposición bajo condiciones térmicas o esfuerzos eléctricos es complejo. La descomposición por efecto de temperatura se manifiesta principalmente por la presencia de etileno y metano acompañados por menores concentraciones de hidrógeno y etano, en algunos casos se pueden presentar trazas de acetileno asociadas con fallas severas o como consecuencia de efectos eléctricos. **Gas principal --- Etileno**

### b. Descomposición térmica de la celulosa.

La descomposición térmica de la celulosa produce básicamente óxidos de carbono ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ) y algunas cantidades de metano y etileno ( $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ) debidas al aceite impregnado en la celulosa. Las concentraciones de estos gases dependen exponencialmente de la temperatura y directamente del volumen de material de aislamiento, de esta forma, un gran volumen de material a una temperatura moderada producirá tanto gas como un volumen pequeño a una alta temperatura.

**Gas principal --- Monóxido de Carbono.**

### c. Descomposición por efecto corona.

El efecto corona corresponde a descargas eléctricas de baja energía que producen hidrógeno y metano con pequeñas cantidades de etano y etileno que pueden estar acompañadas de pequeñas cantidades de monóxido y dióxido de carbono cuando las descargas involucran a la celulosa.

**Gas principal --- Hidrógeno.**

### d. Descomposición por arco eléctrico.

Fallas relacionadas con arco eléctrico producen grandes concentraciones principalmente de acetileno acompañadas de hidrogeno y en menores cantidades rastros de metano y etileno, la presencia de monóxido y dióxido de carbono solo es apreciable cuando se ve involucrada la celulosa.

**Gas principal --- Acetileno.**

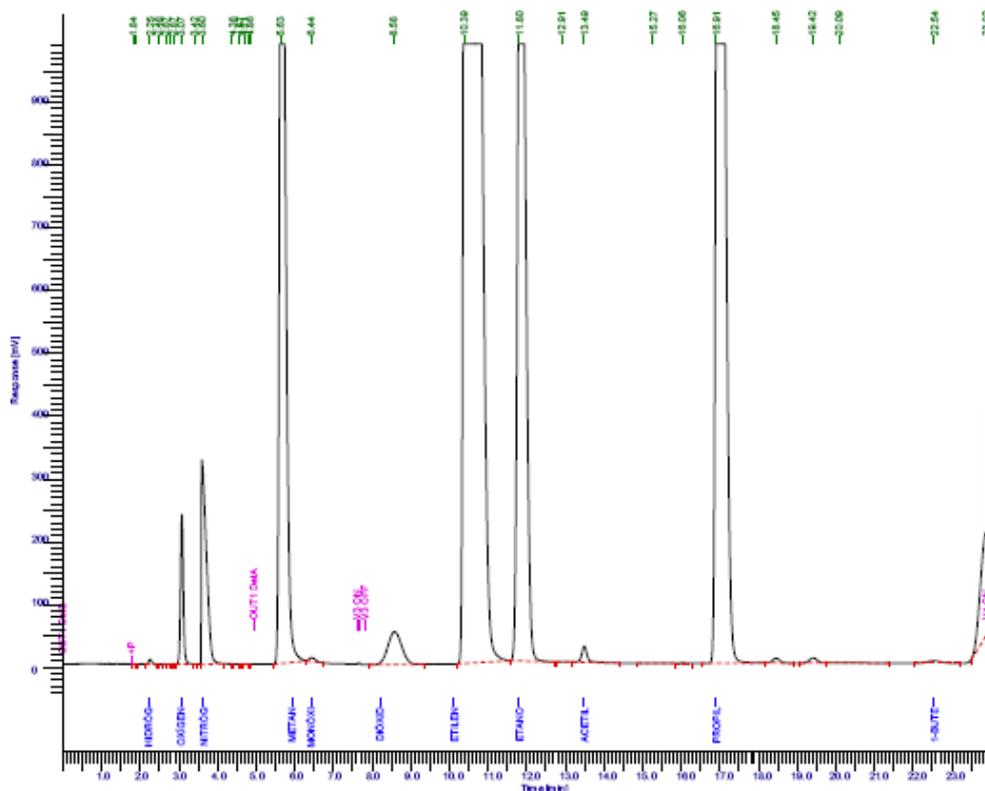


FIGURA III-19.- Resultados de una cromatografía realizada al aceite de un transformador.

Los resultados obtenidos del estudio de la cromatografía de gases al aceite aislante se evalúan de acuerdo a la siguiente tabla:

MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DEL SUR DE CALIFORNIA ( C. S. U. S. )					
GASES DE REFERENCIA	mg/kg (ppm)	LÍMITES		DIAGNÓSTICO	EVALUACIÓN
		NORMAL	ANORMAL		
HIDRÓGENO		< 150	> 1000	ARQUEO - CORONA	
NITRÓGENO		NO REPRESENTATIVO		-	-
METANO		< 25	> 80	CHISPORROTEO	
MONÓXIDO DE CARBONO		< 500	> 1000	SOBRECARGA SEVERA	
DIÓXIDO DE CARBONO		< 10,000	> 15,000	SOBRECARGA SEVERA	
ETILENO		< 20	> 100	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO	
ETANO		< 10	> 35	SOBRECALENTAMIENTO LOCAL	
ACETILENO		< 15	> 70	ARQUEO	

### 3.18.4.- Detección de bifenilos policlorados, askareles (BPCS) (PCBS) ASTM D-4059

Los Askareles son aceites sintéticos conocidos como BPCs (Bifenilos Policlorados) o PCBs por sus siglas en inglés (Polichlorinated Biphenyls) y pueden ser identificados por sus nombres comerciales como: Aroclor, Asbestol, Chlorextol, No-Flamol, Clophen, Pyronol, Inerteen, Chlorextol, Saf-T-Kuhl, Elemex, DK, Fenclor, Kennechlor, Pheoclor, Pyralene, Santotherm, etc.

Sus principales características son su baja flamabilidad, estabilidad química, alto punto de ebullición y aislamiento eléctrico, por estas condiciones fueron empleados a partir de 1930 principalmente para evitar el riesgo de explosión en transformadores y equipos eléctricos en los que tradicionalmente se usaba aceite mineral. El principal problema de los askareles es que son altamente tóxicos y contaminantes por lo que actualmente existe un riguroso control sobre el contenido y contaminación de este tipo de aceites por parte de las autoridades ambientales a nivel mundial.

La Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP) Y El Instituto Nacional de Ecología (INE) establecen en las leyes vigentes, que todo material conteniendo Bifenilos Policlorados (BPC's) en concentración mayor a 50 PPM o 10 mg/100 cm<sup>2</sup> es un Residuo Peligroso, de acuerdo a la clasificación RFNE1.1/04 indicada por la NORMA OFICIAL MEXICANA NOM - 052 - ECOLAB publicada en el diario Oficial de la Federación el día 10 de Diciembre de 2001, y por lo tanto debe de ser descontaminado como medida de protección ambiental y conservación de nuestro ecosistema. Para determinar el contenido de BPC's en aceites aislantes, se realiza una prueba cromatográfica en la que se detectan concentraciones de Aroclor 1242, Aroclor 1254 y Aroclor 1260 de acuerdo con los estándares ASTM D-4059.

Es importante considerar que los BPC's no se generan al interior de un transformador como consecuencia de la operación del mismo, la fuente de contaminación son generalmente los equipos que se utilizan para realizar el tratamiento de los aceites aislantes. El manejo y disposición de BPC's a solamente puede ser realizado por

empresas que cuenten con la Autorización Correspondiente, emitida por el INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA.

Los BPC's son detectados por el método de cromatografía gaseosa (este método cumple con las normas internacionales EPA y ASTM 4059 D). Los compuestos son analizados a través de un cromatógrafo que dispone de un horno por el cual a través de temperatura se logra la evaporación de los compuestos (anilatos). Estos mismos son arrastrados por medio de un flujo de gas (llamado gas carrier), llevándolos por una columna cromatografica que permite la separación de los distintos componentes, pasando luego por un detector de captura electrónica lugar donde se generan las distintas variaciones eléctricas que luego son amplificadas y procesadas por medio de un sofá particular y se determina su posterior cuantificación, como se muestra a continuación.

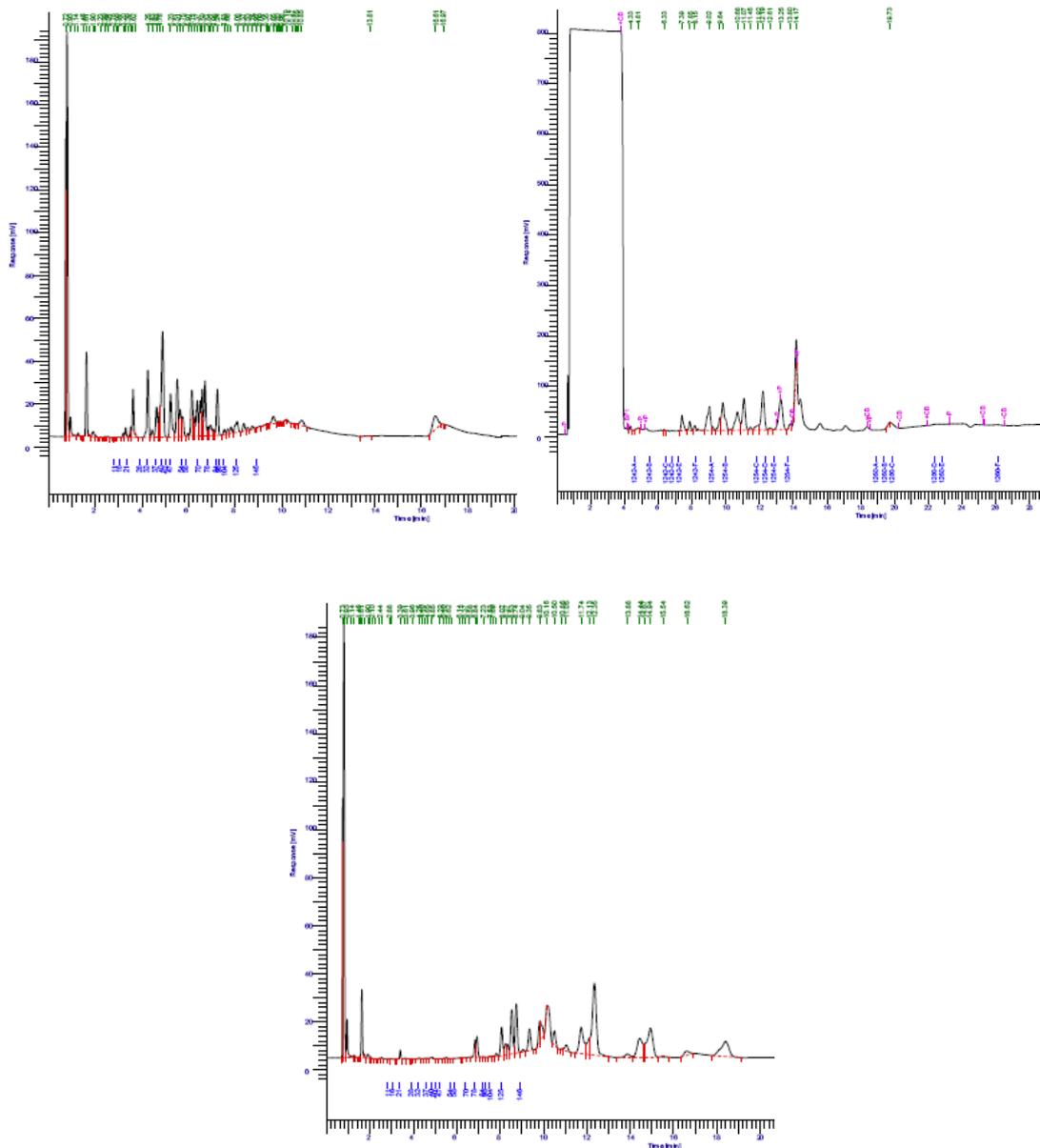


FIGURA III-20.- Detección de BPC's por el método de cromatografía gaseosa.

## 4.- ESTUDIO Y RESULTADOS DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES.

En el presente capítulo se presentara un informe general de todas las pruebas que se realizan en campo a los transformadores; las cuales se mencionaron en el capítulo anterior. Dichas pruebas nos dan un diagnóstico muy confiable del estado en el que se encuentra el transformador de la planta, es decir, de estas pruebas depende de que el transformador continúe en servicio o no.

### 4.1.- Ubicación del transformador bajo prueba.

El transformador analizado es de una empresa dedicada a la elaboración de una conocida marca de toallas femeninas y pañales. La producción en esta planta permite la exportación de dichos productos al mercado latino y caribeño.

La planta esta localizada en Tepeji del Río de Ocampo, Hidalgo cuyas coordenadas geográficas son 19° 54' 14'' de latitud norte y 99° 20' 29'' de longitud oeste del meridiano de Greenwich, se encuentra a 2,150 metros sobre el nivel del mar, se haya ubicado a 98 km. de la capital del Estado.

El municipio colinda al norte con el estado de México, el municipio de Tula de Allende y Atotonilco de Tula; al este con el municipio de Atotonilco de Tula y el estado de México; al sur con el estado de México; al oeste con el estado de México.



FIGURA 39.- Ubicación del complejo Tepeji del Río Hidalgo.

El domicilio del complejo Tepeji del Río es:

Norte 3 No.4  
Col. Parque Industrial Tepeji.  
C.P. 42850  
Municipio Tepeji del Río de Ocampo, Hidalgo

A continuación se presentan algunas fotos del transformador:



A continuación se presentan los resultados arrojados al realizarle las pruebas para su mantenimiento.



# SC INGENIERIA S.A. DE C.V.

www.scingenieria.com.mx

CLIENTE: 4.2.- Formato de campo para pruebas a transformadores.				FECHA: MARZO 27 2007											
ID. TRANSFORMADOR: PRINCIPAL		TIPO: ACEITE		TEMP. AMBIENTE: °C.		HUMEDAD: %		TAP: 3							
UBICACIÓN: S.E. PRINCIPAL				TIPO DE CLIMA: PROBO: EVR-RSD											
MARCA: IEM		FASES: 3		TAPS	VOLT. PRIMARIO	VOLT. SECUND.	RELACION TEORICA								
No. DE SERIE: 24-7247		FREC: 60 Hz.		1	241,500	23,000	18.1860								
TENSION PRIMARIA: 230,000 V.		CONEXIÓN: DELTA		2	235,700		17.7492								
TENSION SECUNDARIA: 23,000 V.		CONEXIÓN: ESTRELLA		3	230,000		17.3200								
CAPACIDAD EN KVA: 15,000.0 / /				4	224,250		16.8870								
TIPO DE ENFRIAMIENTO: OA / /				5	218,500		16.4540								
IMPEDANCIA: 7.84 / /				6											
TEMP. DEL ACEITE 35 °C		LITROS DE ACEITE 39,931 LTS.		7											
PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO					PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION										
CONEXIÓN DE PRUEBA		A.T. vs B.T. + T		B.T. vs A.T. + T		POSICION DEL CAMBIADOR		TERMINALES							
TENSION DE PRUEBA		2500 VCD		500 VCD				H	H	-X	X	H	H	-X	X
TIEMPO		> LECTURA		> LECTURA		1									
15 seg.		25,400 MΩ		8,600 MΩ		2									
30 seg.		26,800 MΩ		11,300 MΩ		3		17.3838		17.3839		17.3868			
45 seg.		27,400 MΩ		14,200 MΩ		4									
1 min.		28,600 MΩ		18,400 MΩ		5									
2 min.		31,800 MΩ				6									
3 min.		35,400 MΩ				7									
4 min.		40,600 MΩ													
5 min.		42,800 MΩ													
6 min.		44,700 MΩ													
7 min.		47,800 MΩ													
8 min.		51,500 MΩ													
9 min.		55,200 MΩ													
10 min.		57,800 MΩ													
ÍNDICE DE POLARIZACIÓN		2.02													
PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A DEVANADOS DE ALTA TENSION @ 2500 VCA 60 Hz.															
MODO DE PRUEBA	MODO EQUIPO	POSICION	MILIVOLTS - AMPERES			MILIWATS			POLARIDAD	CAPACITANCIA	% F. P. @ 35 °C.				
			LECTURA	CTE. (K)	PROMEDIO	LECTURA	CTE. (K)	PROMEDIO							
CH+CHL	GROUND	IZQUIERDA	54.1	200	10820	9.7	2	20	+	4860	0.182				
		DERECHA	54.1	200		10.0	2								
CH	GUARD	IZQUIERDA	54.8	100	5485	7.4	2	15	+	2430	0.272				
		DERECHA	54.9	100		7.5	2								
CHL	UST	IZQUIERDA	53.3	100	5325	4.2	2	9	+	2400	0.160				
		DERECHA	53.2	100		4.3	2								
PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A DEVANADOS DE BAJA TENSION CON @ 2500 VCA 60 Hz.															
MODO DE PRUEBA	MODO EQUIPO	POSICION	MILIVOLTS - AMPERES			MILIWATS			POLARIDAD	CAPACITANCIA	% F. P. @ 35 °C.				
			LECTURA	CTE. (K)	PROMEDIO	LECTURA	CTE. (K)	PROMEDIO							
CL+CHL	GROUND	IZQUIERDA	26.3	1000	26400	3.2	20	64	+	11900	0.242				
		DERECHA	26.5	1000		3.2	20								
CL	GUARD	IZQUIERDA	21.3	200	4250	2.8	20	59	+	9400	1.388				
		DERECHA	21.2	200		3.1	20								
CHL	UST	IZQUIERDA	54.7	100	5475	3.6	2	7	+	2400	0.130				
		DERECHA	54.8	100		3.5	2								
PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS MATERIAL DEVANADO PRIMARIO: COBRE SECUNDARIO: COBRE															
TAP	H	-H	H	-H	H	-H	X	-X	X	-X					
1		Ω		Ω		Ω		Ω		Ω					
2		Ω		Ω		Ω		Ω		Ω					
3		13.725000		Ω		13.741000		Ω		13.730000					
4		Ω		Ω		Ω		0.033290		Ω					
5		Ω		Ω		Ω		0.033270		Ω					
6		Ω		Ω		Ω		Ω		Ω					
7		Ω		Ω		Ω		Ω		Ω					
PRUEBAS FISICO QUIMICAS AL ACEITE					CROMATOGRAFIA DE GASES										
TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA					HIDROGENO										
NUMERO DE NEUTRALIZACIONES					NITROGENO										
TENSION INTERFACIAL					MONOXIDO DE CARBONO										
FACTOR DE POTENCIA					METANO										
APARIENCIA VISUAL					DIOXIDO DE CARBONO										
COLOR					ETILENO										
CONTENIDO DE AGUA					ETANO										
DENSIDAD RELATIVA					ACETILENO										
BIFENILOS POLICLORADOS					TOTAL GASES COMBUSTIBLES										

**4.3.- PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO E INDICE DE POLARIZACION A DEVANADOS DE ALTA Y BAJA TENSION**

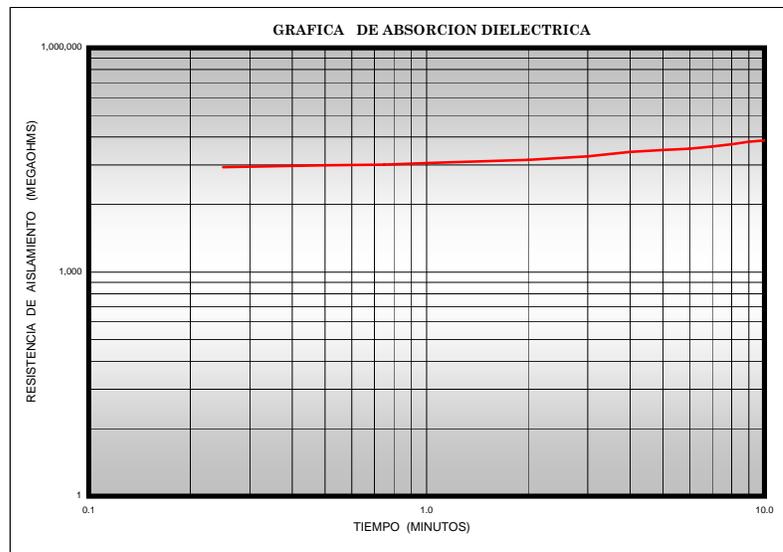
**DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR**

MARCA	IEM	TENSION EN ALTA	230,000 v.	CONEXION	Δ
No. DE SERIE	24-7247	TENSION EN BAJA	23,000 v.	CONEXION	Y
CAPACIDAD BASE	15,000 kva	LIQUIDO AISLANTE	39,931	LTS.	
IMPEDANCIA BASE	7.84 %	POSICION DEL CAMBIADOR DE TAPS	3		

CONDICION DE PRUEBA	TIEMPO DE PRUEBA	VOLTAJE DE PRUEBA	RESISTENCIA MEDIDA TEMP. 35 °C.	RESISTENCIA MINIMA TEORICA IEEE Std. 62-1995 20 °C.
ALTA vs BAJA + TIERRA	1 min.	2500 vcd	28,600 Megaohms	2817 Megaohms
BAJA vs ALTA + TIERRA	1 min.	500 vcd	18,400 Megaohms	163 Megaohms

RESISTENCIA CORREGIDA A 20 °C.	FACTOR K= 2.4700	EVALUACION DEL RESULTADO DE LA PRUEBA
<b>ALTA vs BAJA + TIERRA</b>	<b>70,642</b>	<b>Megaohms</b>
<b>BAJA vs ALTA + TIERRA</b>	<b>45,448</b>	<b>Megaohms</b>

CONDICION ALTA vs BAJA + TIERRA		V. DE PBA. 2500
TIEMPO EN MINUTOS	LECTURA DEL INSTRUMENTO	UNIDADES
1/4	25,400	MΩ
1/2	26,800	MΩ
3/4	27,400	MΩ
1	28,600	MΩ
2	31,800	MΩ
3	35,400	MΩ
4	40,600	MΩ
5	42,800	MΩ
6	44,700	MΩ
7	47,800	MΩ
8	51,500	MΩ
9	55,200	MΩ
10	57,800	MΩ
<b>INDICE DE ABSORCION</b>		<b>1.13</b>
<b>INDICE DE POLARIZACION</b>		<b>2.02</b>



INDICE DE POLARIZACION	CONDICION	EVALUACION DEL INDICE DE POLARIZACION
< 1.0	PELIGROSO	
1.0 - 1.1	POBRE	
1.1 - 1.25	CUESTIONABLE	
1.25 - 2.0	ACEPTABLE	
> 2.0	BUENO	<b>CONDICION BUENA</b>



**4.4.-PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION**

**DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR**

MARCA	IEM	TENSION EN ALTA	230,000 v.	CONEXION	Δ
No. DE SERIE	24-7247	TENSION EN BAJA	23,000 v.	CONEXION	Y
CAPACIDAD BASE	15,000 kva	LIQUIDO AISLANTE	39,931	LTS.	
IMPEDANCIA BASE	7.84 %	POSICION DEL CAMBIADOR DE TAPS		3	

PRUEBA TAP	VOLTAJE NOMINAL	RELACION NOMINAL	H1 H2 - X0 X2		H2 H3 - X0 X3		H3 H1 - X0 X1		RESULTADO
			LECTURA	% ERROR	LECTURA	% ERROR	LECTURA	% ERROR	
1	241,500	18.1860							
2	235,700	17.7492							
3	230,000	17.3200	17.38	<b>0.37</b>	17.38	<b>0.37</b>	17.39	<b>0.39</b>	<b>SATISFACTORIO</b>
4	224,250	16.8870							
5	218,500	16.4540							
6									
7									

EVALUACION DE RESULTADOS	
PORCENTAJE DE ERROR	CONDICION
< 0.5	SATISFACTORIO
> 0.5	INVESTIGAR



**4.5.-PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A DEVANADOS DE ALTA TENSION**

**DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR**

MARCA	IEM	TENSION EN ALTA	230,000 v.	CONEXION	Δ
No. DE SERIE	24-7247	TENSION EN BAJA	23,000 v.	CONEXION	Y
CAPACIDAD BASE	15,000 kva	LIQUIDO AISLANTE	39,931	LTS.	
IMPEDANCIA BASE	7.84 %	POSICION DEL CAMBIADOR DE TAPS	3		

PRUEBAS REALIZADAS CON ACEITE Y CON BOQUILLAS								VOLTAJE DE PRUEBA 2500 VCA 60 Hz.				
PRUEBA	POSICION	MILIVOLTAMPERES			MILIWATTS			POL.	CAPACITANCIA		% FACTOR DE POTENCIA	
		LECTURA	K	PROMEDIO	LECTURA	K	PROMEDIO		MEDIDO 35 °C.	CORREGIDO 20 °C.		
CH + CHL	IZQUIERDA	54.1	200	10820	9.7	2	19.7	+	4860	pdf	0.182	<b>0.130</b>
	DERECHA	54.1	200		10	2			4860	pdf		
CH	IZQUIERDA	54.8	100	5485	7.4	2	14.9	+	2430	pdf	0.272	<b>0.194</b>
	DERECHA	54.9	100		7.5	2			2430	pdf		
CHL	IZQUIERDA	53.3	100	5325	4.2	2	8.5	+	2400	pdf	0.160	<b>0.114</b>
	DERECHA	53.2	100		4.3	2			2400	pdf		

TRANSFORMADORES NUEVOS	
% DE F.P.	CONDICION
< 0.5	BUENA
0.5 - 1.0	ACEPTABLE
> 1.0	INVESTIGAR

TRANSFORMADORES CON TIEMPO EN SERVICIO	
% DE F.P.	CONDICION
< 2.0	BUENA

EVALUACION DE RESULTADOS
<b> AISLAMIENTO EN BUEN ESTADO </b>



**4.6.-PRUEBA DE CORRIENTE DE EXITACION A DEVANADOS DE ALTA TENSION**

**DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR**

MARCA	IEM	TENSION EN ALTA	230,000 v.	CONEXION	Δ
No. DE SERIE	24-7247	TENSION EN BAJA	23,000 v.	CONEXION	Y
CAPACIDAD BASE	15,000 kva	LIQUIDO AISLANTE	39,931	LTS.	
IMPEDANCIA BASE	7.84 %	POSICION DEL CAMBIADOR DE TAPS	3		

POSICIÓN DEL CAMBIADOR	POLARIDAD	H1 - H2 MILIVOLTAMPERES			H2 - H3 MILIVOLTAMPERES			H3 - H1 MILIVOLTAMPERES		
		LECTURA	CONSTANTE	PROMEDIO	LECTURA	CONSTANTE	PROMEDIO	LECTURA	CONSTANTE	PROMEDIO
1	I									
	D									
2	I									
	D									
3	I	27.0	100	2700	50.0	100	5000	55.0	100	5500
	D	27.0	100		50.0	100		55.0	100	
4	I									
	D									
5	I									
	D									
6	I									
	D									
7	I									
	D									

EVALUACION DE RESULTADOS

SATISFACTORIO



4.7.-PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS

**DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR**

MARCA	IEM	TENSION EN ALTA	230,000 v.	CONEXION	Δ
No. DE SERIE	24-7247	TENSION EN BAJA	23,000 v.	CONEXION	Y
CAPACIDAD BASE	15,000 kva	LIQUIDO AISLANTE	39,931	LTS.	
IMPEDANCIA BASE	7.84 %	POSICION DEL CAMBIADOR DE TAPS	3		

DEVANADOS DE ALTA TENSION						
POSICIÓN DEL CAMBIADOR DE TAPS	RESISTENCIA MEDIDA A 35 °C.			RESISTENCIA CORREGIDA A 20 °C.		
	OHMS			OHMS		
	H1 - H2	H2 - H3	H3 - H1	H1 - H2	H2 - H3	H3 - H1
1						
2						
3	13.725000	13.741000	13.730000	<b>12.961085</b>	<b>12.976195</b>	<b>12.965807</b>
4						
5						
6						
7						

DEVANADOS DE BAJA TENSION						
POSICIÓN DEL CAMBIADOR DE TAPS	RESISTENCIA MEDIDA A 35 °C.			RESISTENCIA CORREGIDA A 20 °C.		
	OHMS			OHMS		
	X0 - X1	X0 - X2	X0 - X3	X0 - X1	X0 - X2	X0 - X3
1						
2						
3	0.033290	0.033270	0.033274	<b>0.031437</b>	<b>0.031418</b>	<b>0.031422</b>
4						
5						
6						
7						



**4.8.-PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A DEVANADOS DE BAJA TENSION**

**DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR**

MARCA	IEM	TENSION EN ALTA	230,000 v.	CONEXION	Δ
No. DE SERIE	24-7247	TENSION EN BAJA	23,000 v.	CONEXION	Y
CAPACIDAD BASE	15,000 kva	LIQUIDO AISLANTE	39,931	LTS.	
IMPEDANCIA BASE	7.84 %	POSICION DEL CAMBIADOR DE TAPS	3		

PRUEBAS REALIZADAS CON ACEITE Y CON BOQUILLAS								VOLTAJE DE PRUEBA 500 VCA 60 Hz.				
PRUEBA	POSICION	MILIVOLTAMPERES			MILIWATTS			POL.	CAPACITANCIA		% FACTOR DE POTENCIA	
		LECTURA	K	PROMEDIO	LECTURA	K	PROMEDIO		MEDIDO 35 °C.	CORREGIDO 20 °C.		
CL + CHL	IZQUIERDA	26.3	1000	26400	3.2	20	64	+	11900	pdf	0.242	<b>0.173</b>
	DERECHA	26.5	1000		3.2	20			11900	pdf		
CL	IZQUIERDA	21.3	200	4250	2.8	20	59	+	9400	pdf	1.388	<b>0.992</b>
	DERECHA	21.2	200		3.1	20			9400	pdf		
CHL	IZQUIERDA	54.7	100	5475	3.6	2	7.1	+	2400	pdf	0.130	<b>0.093</b>
	DERECHA	54.8	100		3.5	2			2400	pdf		

TRANSFORMADORES NUEVOS	
% DE F.P.	CONDICION
< 0.5	BUENA
0.5 - 1.0	ACEPTABLE
> 1.0	INVESTIGAR

TRANSFORMADORES CON TIEMPO EN SERVICIO	
% DE F.P.	CONDICION
< 2.0	BUENA

EVALUACION DE RESULTADOS
<b>AISLAMIENTO ACEPTABLE</b>



#### 4.9.-PRUEBA DE RESPUESTA A LA FRECUENCIA (FRAMIT) A TRANSFORMADOR

CLIENTE: \_\_\_\_\_ No. O.T. SC-06155  
 DIRECCIÓN: COMPLEJO TEPEJI DEL RIO Fecha: 27/03/2007  
 USUARIO: \_\_\_\_\_ Temp. 20°C  
 LOC. EQUIPO: SE PRINCIPAL 230 KV Id. Dispositivo: \_\_\_\_\_

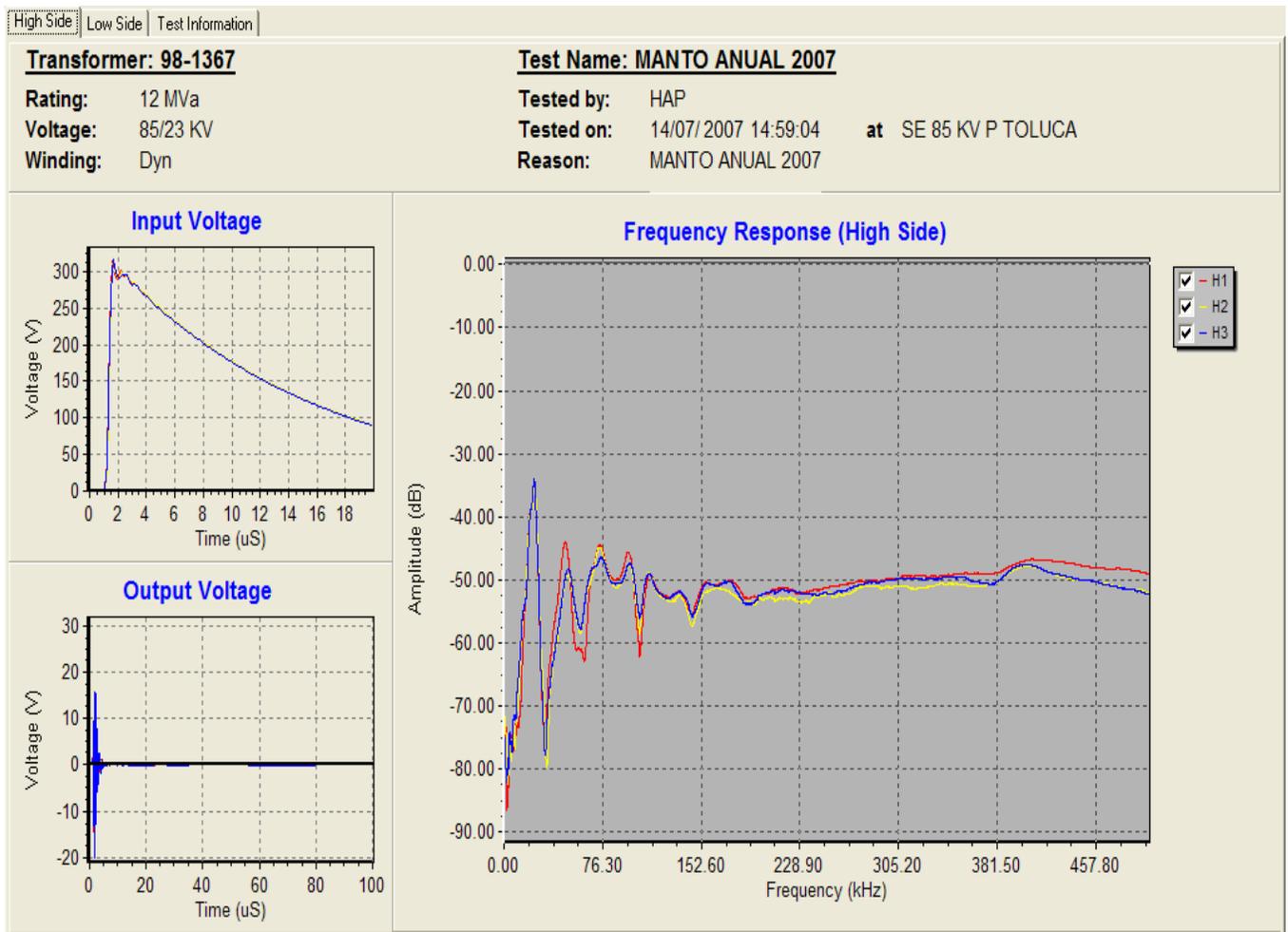
#### DATOS DEL EQUIPO:

##### DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR

SUBESTACIÓN	PRINCIPAL	CAPACIDAD (KVA)	15,000
TRANSFORMADOR	PRINCIPAL	TENSIÓN EN ALTA (V)	230,000
MARCA	IEM	TENSIÓN EN BAJA (V)	23,000
SERIE	24-7247	LITROS DE ACEITE	39,931

#### RESULTADOS

#### DEVANADOS ALTA TENSIÓN



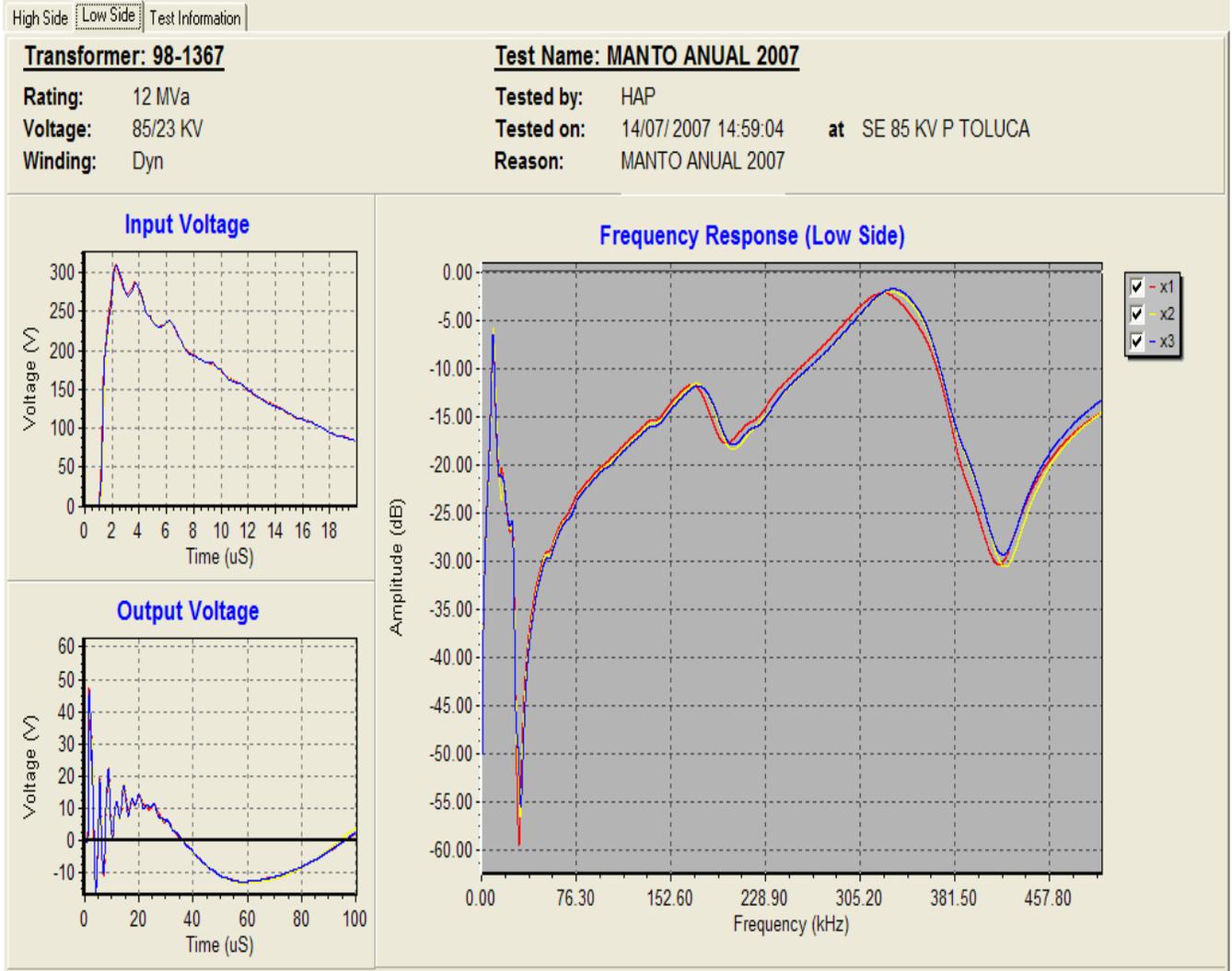
#### COMENTARIOS

Las graficas de los devanados en alta tensión presentan variaciones en amplitud y longitud que al no ser mayores al 10%, no representan cambios importantes en las características de los circuitos RLC, por lo que se considera que el conjunto Núcleo – Bobinas se encuentra en buen estado.



## RESULTADOS

## DEVANADOS BAJA TENSIÓN



## COMENTARIOS

Las graficas de los devanados de baja tensión no presentan variaciones en amplitud y longitud mayores al 10%, por lo que considera que el conjunto núcleo-bobinas se encuentra en buen estado.

## INFORME DE ENSAYOS

LABORATORIO-FOR-05  
REVISIÓN-01/07

### 4.10.-FISICO - QUIMICO - ELÉCTRICOS AL LÍQUIDO AISLANTE

#### DATOS DEL CLIENTE

EMPRESA:	COMPLEJO TEPEJI DEL RIO
RESPONSABLE:	N.P.
DIRECCIÓN:	PLANTA COMPLEJO TEPEJI DEL RIO, HIDALGO

#### DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR

SUBESTACIÓN	PRINCIPAL	CAPACIDAD (kVA)	15,000
TRANSFORMADOR	PRINCIPAL	TENSIÓN EN ALTA (V)	230,000
MARCA	IEM	TENSIÓN EN BAJA (V)	23,000
SERIE	24-7247	LITROS DE ACEITE	39,931

#### DATOS DE LA MUESTRA

MUESTRA:	M - 539	FECHA DE RECEPCIÓN:	2007-mar-29
ORDEN DE TRABAJO:	07-147	TEMPERATURA AMBIENTE	24 °C
CONTROL INTERNO:	F - 410	TEMPERATURA DE ANALISIS	23,8 °C
MUESTREO REALIZADO POR:	SC ING	HUMEDAD RELATIVA:	50%
		FECHA DE MUESTREO:	2007-mar-27
		FECHA DE ANALISIS:	2007-abr-02
		FECHA DE REPORTE:	2007-abr-06

PRUEBA	EQUIPO	LÍMITES	RESULTADO	EVALUACIÓN
TENSION DE RUPTURA DIELÉCTRICA NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.19	MARCA AVO MEGGER MOD. FOSTER OTS 60PB	UNIDADES: kV HASTA 85 kV > 24 DE 85-230 kV > 30	48	SATISFACTORIO
NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.16	BURETA MARCA KIMAX CLASE "A" 5ml	UNIDADES: mgKOH/g HASTA 85 kV < 0.2 DE 85-230 kV < 0.25	0.008	SATISFACTORIO
TENSIÓN INTERFACIAL NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.6	MARCA GERIN MOD IT-9	UNIDADES: mN/m HASTA 85 kV > 19 DE 85-230 kV > 22	47	SATISFACTORIO
FACTOR DE POTENCIA 25° C NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.18	DOBLE ENGINEERING MOD. MEU-D	UNIDADES: % HASTA 85 kV < 1.0 DE 85-230 kV < 0.7	0.03	SATISFACTORIO
FACTOR DE POTENCIA 100° C NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.18	DOBLE ENGINEERING MOD. MEU-D	UNIDADES: % HASTA 85 kV < 5 DE 85-230 kV < 5	0.17	SATISFACTORIO
APARIENCIA VISUAL NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.1	-----	SIN TURBIDEZ SIN SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN	OK	SATISFACTORIO
COLOR NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.2	MARCA GERIN MODPSB-97	INFORMATIVA NO DETERMINANTE	<0.5	
CONTENIDO DE AGUA NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.13	KARL FISHER MARCA ORION MOD AF7	UNIDADES: mg/kg <30.0	17	SATISFACTORIO
DENSIDAD RELATIVA NMX-J-123-ANCE-2001 INCISO 6.3	DENSÍMETRO MARCA F MANTEY	0.840-0.865 PARAFÍNICO 0.865-0.875 MEZCLA 0.875-0.899 NAFTÉNICO	0.868	MEZCLA

#### ACEITE CON BUENAS CARACTERÍSTICAS, CONTINÚA EN SERVICIO

ACEITE CON CARACTERÍSTICAS ACEPTABLES, CONTINÚA EN SERVICIO

SE RECOMIENDA REALIZAR CENTRIFUGADO PARA DISMINUIR CONTENIDO DE AGUA Y MEJORAR RIGIDEZ DIELÉCTRICA

SE RECOMIENDA PROGRAMAR CAMBIO DE ACEITE

SE RECOMIENDA REALIZAR CAMBIO DE ACEITE

**NOTAS:** LOS LÍMITES PARA EVALUACIÓN SON LOS MARCADOS POR LA NMX-J-308-ANCE-2004

EL ENSAYO REALIZADO SÓLO AMPARA LA MUESTRA ANALIZADA, EL MUESTREO ES RESPONSABILIDAD DEL CLIENTE.

ESTE INFORME NO DEBE SER REPRODUCIDO, EXCEPTO EN SU TOTALIDAD, SIN LA AUTORIZACIÓN POR ESCRITO DEL LABORATORIO.

OTROS EQUIPOS UTILIZADOS: BALANZA MARCA AND MOD. GR-200

TERMÓMETRO MARCA FLUKE MOD. 52 II

N.P. = NO PROPORCIONADO

S/P = SIN PLACA

**Q. LEONOR MEDERO GARCIA**  
GERENTE DE LABORATORIO



## INFORME DE ENSAYO

### 4.11.-CROMATOGRAFÍA DE GASES AL LÍQUIDO AISLANTE

#### DATOS DEL CLIENTE

EMPRESA:	COMPLEJO TEPEJI DEL RIO
RESPONSABLE:	N.P.
DIRECCIÓN:	PLANTA COMPLEJO TEPEJI DEL RIO, HIDALGO

#### DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR

SUBESTACIÓN	PRINCIPAL	CAPACIDAD (kVA)	15,000
TRANSFORMADOR	PRINCIPAL	TENSIÓN EN ALTA (V)	230,000
MARCA	IEM	TENSIÓN EN BAJA (V)	23,000
SERIE	24-7247	LITROS DE ACEITE	39,931

#### DATOS DE LA MUESTRA

MUESTRA:	M - 539	FECHA DE RECEPCIÓN :	2007-mar-29
ORDEN DE TRABAJO:	07-147	FECHA DE MUESTREO:	2007-mar-27
CONTROL INTERNO:	T - 261	FECHA DE ANÁLISIS:	2007-jul-11
MUESTREO REALIZADO POR:	SC ING	FECHA DE REPORTE:	2007-jul-24
TEMPERATURA AMBIENTE:		25 °C	
		298 °K	

#### MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DEL SUR DE CALIFORNIA ( C.S.U.S. )

GASES DE REFERENCIA	mg/kg (ppm)	LÍMITES		DIAGNÓSTICO	EVALUACIÓN
		NORMAL	ANORMAL		
HIDRÓGENO	15	< 150	> 1000	ARQUEO - CORONA	SATISFACTORIO
NITRÓGENO	27,549	NO REPRESENTATIVO			
METANO	1	< 25	> 80	CHISPORROTEO	SATISFACTORIO
MONÓXIDO DE CARBONO	3	< 500	> 1000	SOBRECARGA SEVERA	<b>SATISFACTORIO</b>
DIÓXIDO DE CARBONO	265	< 10,000	> 15,000	SOBRECARGA SEVERA	SATISFACTORIO
ETILENO	1	< 20	> 100	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO	SATISFACTORIO
ETANO	0	< 10	> 35	SOBRECALENTAMIENTO LOCAL	SATISFACTORIO
ACETILENO	0	< 15	> 70	ARQUEO	SATISFACTORIO
<b>TOTAL GASES COMBUSTIBLES</b>	<b>19.40</b>				

#### MÉTODO DOBLE ENGINEERING

LIMITES EN mg/kg (ppm)	CONTENIDO DE LA MUESTRA	EVALUACIÓN
0 - 500 OPERACIÓN SATISFACTORIA	19	OPERACIÓN SATISFACTORIA
500 - 1000 DESCOMPOSICIÓN SIGNIFICATIVA		
1000 - 2500 DESCOMPOSICIÓN NOTABLE		
> 2500 GRAN CONCENTRACIÓN		

DESCOMPOSICIÓN SIGNIFICATIVA = MUESTREAR CADA 3 MESES

DESCOMPOSICIÓN NOTABLE = MUESTREAR MENSUALMENTE

GRAN CONCENTRACIÓN DE GASES = RETIRAR DE SERVICIO

**Q. LEONOR MEDERO GARCÍA**  
GERENTE DE LABORATORIO



SC  
LABORATORIO

Av. Ing. Eduardo Molina No. 6553 Col. San Pedro el Chico  
C.P. 07480 Gustavo A. Madero, México, D.F.  
Tel: 26030672 26030674 26030675 Fax: Ext. 102  
E-mail: manuelsec@scingenieria.com.mx

LABORATORIO-FOR-06  
REVISIÓN-01/07

## CONTENIDO DE GASES EN LÍQUIDO AISLANTE

mg/kg (ppm)

### COMPLEJO TEPEJI DEL RIO

MUESTRA	M - 539
ORDEN DE TRABAJO	07-147
TOGA	T - 261

TRANSFORMADOR 24-7247

IDENTIFICACIÓN 15000 kVA PRINCIPAL

MARCA IEM

TEMPERATURA AMBIENTE 25 °C

HUMEDAD 48%

PRESIÓN ATMOSFÉRICA 587 mmHg

FECHA DE ANÁLISIS 2007-jul-11

FECHA DE REPORTE 2007-jul-24

#### Resultado

Volumen de gas extraído	1.3000 ml
Temperatura del Análisis	299 °K
Hidrógeno	0.0404 %
Oxígeno	5.2244 %
Nitrógeno	75.3840 %
Metano	0.0014 %
Monóxido de Carbono	0.0080 %
Dióxido de Carbono	0.7240 %
Etileno	0.0020 %
Etano	0.0009 %
Acetileno	0.0004 %
Propileno	0.0007 %
1-Buteno	0.5000 %
<b>GASES DISUELTOS</b>	<b>5.200 %</b>
<b>GASES COMBUSTIBLES</b>	<b>0.003 %</b>

HIDRÓGENO.....	H <sub>2</sub>	14.8 mg/Kg
OXÍGENO.....	O <sub>2</sub>	1,909.2 mg/Kg
NITROGENO.....	N <sub>2</sub>	27,548.6 mg/Kg
METANO.....	CH <sub>4</sub>	0.5 mg/Kg
MONÓXIDO CARBONO.....	CO	2.9 mg/Kg
DIÓXIDO DE CARBONO.....	CO <sub>2</sub>	264.6 mg/Kg
ETILENO.....	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0.7 mg/Kg
ETANO.....	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.3 mg/Kg
ACETILENO.....	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.1 mg/Kg
PROPILENO.....	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0.3 mg/Kg
<b>TGCD.....</b>		<b>19.40 mg/Kg</b>
<b>GC.....</b>		<b>0.065 %</b>

#### NOTAS:

LOS LÍMITES PARA EVALUACIÓN SON LOS MARCADOS POR LA NMX-J-308-ANCE-2004

EL ENSAYO REALIZADO SÓLO AMPARA LA MUESTRA ANALIZADA, EL MUESTREO ES RESPONSABILIDAD DEL CLIENTE.

ESTE INFORME NO DEBE SER REPRODUCIDO, EXCEPTO EN SU TOTALIDAD, SIN LA AUTORIZACIÓN POR ESCRITO DEL LABORATORIO.

ENSAYO REALIZADO EN CROMATÓGRAFO DE GASES PERKIN ELMER AUTO SYSTEM XL SERIE: 610N8021604



## INFORME DE ENSAYOS

### 4.12.-DETERMINACION DEL CONTENIDO DE BIFENILOS POLICLORADOS ( BPC´S) EN LÍQUIDO AISLANTE

#### DATOS DEL CLIENTE

EMPRESA:	COMPLEJO TEPEJI DEL RIO
ATENCIÓN:	
DIRECCIÓN:	PLANTA COMPLEJO TEPEJI DEL RIO, HIDALGO

MUESTRA:	M-539	FECHA DE MUESTREO:	2007-mar-27
ORDEN DE TRABAJO:	417-821	FECHA DE RECEPCIÓN :	2007-mar-29
CONTROL INTERNO:	B - 076	FECHA DE ANÁLISIS:	2007-abr-02
TEMP. DE ANÁLISIS:	24°C	MUESTREO REALIZADO POR:	SC ING
HUMEDAD RELATIVA:	50%	FECHA DE REPORTE:	2007-abr-07

#### DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR

SUBESTACION	PRINCIPAL	CAPACIDAD ( kVA )	15,000
TRANSFORMADOR	PRINCIPAL	TENSION EN ALTA ( V )	230,000
MARCA	IEM	TENSION EN BAJA ( V )	23000
No. DE SERIE	24-7247	LITROS DE ACEITE	39,931

AROCLOR	mg/kg (ppm)
1242	N. D.
1254	N. D.
1260	N. D.
<b>TOTAL DE BPC´S</b>	<b>N. D.</b>
<b>DIAGNOSTICO</b>	<b>NO CONTAMINADO</b>

#### NOTAS:

**EL LIMITE TOTAL DE BPC´S PERMITIDO ES: < 50 mg/kg (ppm). NOM-133-SEMARNAT-2000.**

MÉTODO: ASTM D-4059-00.

N. D. = NO DETECTADO

N.P. = NO PROPORCIONADO

ENSAYO REALIZADO EN CROMATÓGRAFO DE GASES PERKIN ELMER AUTO SYSTEM XL SERIE: 610N1062101

EL ENSAYO REALIZADO SÓLO AMPARA LA MUESTRA ANALIZADA, EL MUESTREO ES RESPONSABILIDAD DEL CLIENTE.

ESTE INFORME NO DEBE SER REPRODUCIDO, EXCEPTO EN SU TOTALIDAD, SIN LA AUTORIZACIÓN POR ESCRITO DEL LABORATORIO.

#### OBSERVACIONES:

--

**Q. LEONOR MEDERO GARCÍA**  
GERENTE DE LABORATORIO

## CONCLUSIONES.

En base a los resultados obtenidos en las pruebas realizadas al equipo eléctrico (transformador); el personal responsable de mantenimiento, tendrá los argumentos suficientes para tomar la decisión de mantener energizado o retirara de servicio un equipo en operación que requiera de mantenimiento.

Para el mantenimiento del equipo, es conveniente considerar los aspectos siguientes:

- a) Archivo adecuado y análisis de resultado de obtenidos en inspecciones y pruebas aunadas alas condiciones operativas del equipo.
- b) Establecer necesidades de mantenimiento para cada equipo.
- c) Formular actividades de los programas de mantenimiento
- d) Determinar actividades con prioridades de mantenimiento para cada equipo en particular.
- e) Se debe contar con personal competente para realizar las actividades de mantenimiento al equipo y establecer métodos de su control.

Mejorando las técnicas de mantenimiento, se logra una productividad mayor y se reducen los costos del mismo.

Los tipos de mantenimiento que se pueden aplicar al equipo en operación, son los siguientes:

- a) Mantenimiento correctivo.
- b) Mantenimiento preventivo.
- c) Mantenimiento predictivo.

Sus definiciones son las siguientes:

- a) Mantenimiento correctivo: es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución.

Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que el trabajo realizado sobre una base de emergencia, la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra y ocasiona interrupciones de servicio.

- b) Mantenimiento preventivo: las actividades de mantenimiento preventivo tiene la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante un periodo de su vida útil y las técnicas de su aplicación, se apoya en experiencias de operación que determinan la que el equipo después de pasar el periodo de puesta en servicio reduce la posibilidad de falla.

- c) Mantenimiento predictivo: el tipo de mantenimiento predictivo tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores; para lograr el máximo tiempo de operación del equipo, se aplican técnicas de revisión y pruebas más avanzadas, requieren de controles rigurosos para su plantación y ejecución.

El mantenimiento predictivo se basa en que el equipo, después de pasar por el periodo de puesta en servicio, reduce sus posibilidades de falla y comienza o se encuentra dentro de su periodo de vida útil, posteriormente el equipo envejece y crecen sus posibilidades de falla. El mantenimiento predictivo tiende a reducir la cantidad de trabajos a realizar durante el periodo de vida útil, con solamente aplicarlo cerca del final de este periodo.

**APENDICE.****TABLA 1.- Factores de corrección por temperatura para la resistencia de los aislamientos (MEGGER)**

t(°C)	K(1)	K(2)	t(°C)	K(1)	K(2)	t(°C)	K(1)	K(2)
0	0.3	0.1554	32	2.0503	0.06891	64	13.9404	3.0563
1	0.3184	0.1628	33	2.1857	0.7219	65	14.8	3.2019
2	0.3371	0.1705	34	2.326	0.7563	66	15.7213	3.3545
3	0.3567	0.1786	35	2.47	0.7924	67	16.7039	3.5143
4	0.3775	0.1872	36	2.6172	0.8301	68	17.7459	3.6818
5	0.4	0.1961	37	2.7703	0.8697	69	18.8452	3.8572
6	0.4244	0.2054	38	2.9327	0.9111	70	20	4.041
7	0.4508	0.2152	39	3.1081	0.9545	71	21.2104	4.2336
8	0.4789	0.2255	40	3.3	1	72	22.485	4.4353
9	0.5087	0.2363	41	3.5108	1.0477	73	23.8344	4.6466
10	0.54	0.2475	42	3.7381	1.0976	74	25.2691	4.868
11	0.5728	0.2593	43	3.9816	1.1499	75	26.8	5.1
12	0.6076	0.2716	44	4.2362	1.2047	76	28.437	5.343
13	0.645	0.2846	45	4.5	1.2621	77	30.1881	5.5976
14	0.6856	0.2981	46	4.7715	1.3222	78	32.0607	5.8643
15	0.73	0.3123	47	5.0534	1.3852	79	34.0622	6.1438
16	0.7786	0.3272	48	5.3495	1.4512	80	36.2	6.4365
17	0.8308	0.3428	49	5.6638	1.5204	81	38.48	6.7432
18	0.8857	0.3591	50	6	1.5928	82	40.9018	7.0645
19	0.9424	0.3762	51	6.3617	1.6687	83	43.4636	7.4012
20	1	0.3942	52	6.7509	1.7482	84	46.1637	7.7538
21	1.0581	0.4129	53	7.1692	1.8315	85	49	8.1233
22	1.1176	0.4326	54	7.6184	1.9188	86	51.9767	8.5104
23	1.1802	0.4532	55	8.1	2.0102	87	55.1279	8.9159
24	1.2471	0.4784	56	8.6153	2.106	88	58.4895	9.3408
25	1.32	0.4975	57	9.1639	2.2064	89	62.1008	9.7858
26	1.4	0.5212	58	9.7448	2.3115	90	66	10.2521
27	1.4877	0.546	59	10.3571	2.4216	91	70.2083	10.7407
28	1.5834	0.572	60	11	2.537	92	74.6778	11.2525
29	1.6874	0.5993	61	11.6738	2.6579	93	79.3431	11.7886
30	1.8	0.6278	62	12.384	2.7848	94	84.1389	12.3504
31	1.9213	0.6577	63	13.1373	2.9173	95	89	12.9389

En donde:

- K(1) es el factor de corrección para transformadores sumergidos en liquido para una referencia a 20°C
- K(2) es el factor de corrección para transformadores secos para una referencia a 40°C

**TABLA 2.- Factor de corrección por temperatura para valores de factor de potencia de los aislamientos.**

Temperatura de prueba en °C (t)	Factor de corrección (K)	Temperatura de prueba en °C (t)	Factor de corrección (K)
10	0.8	41	1.59
11	0.82	42	1.63
12	0.84	43	1.67
13	0.86	44	1.71
14	0.88	45	1.75
15	0.9	46	1.79
16	0.92	47	1.83
17	0.94	48	1.87
18	0.96	49	1.91
19	0.98	50	1.95
20	1	51	1.996
21	1.024	52	2.042
22	1.048	53	2.088
23	1.072	54	2.134
24	1.096	55	2.18
25	1.12	56	2.228
26	1.146	57	2.276
27	1.172	58	2.324
28	1.198	59	2.372
29	1.224	60	2.42
30	1.25	61	2.476
31	1.28	62	2.532
32	1.31	63	2.588
33	1.34	64	2.644
34	1.37	65	2.7
35	1.4	66	2.76
36	1.43	67	2.82
37	1.46	68	2.88
38	1.49	69	2.94
39	1.52	70	3
40	1.55		

TABLA 3.- Niveles de voltaje de radio influencia.

Sistemas de voltaje. kv	Voltaje de pureba. kv	Maximos niveles de voltaje de radio frecuencia. microvolts
0.6	0.76	—
2.4	1.67	250
4.16	2.89	250
4.8	3.34	250
7.2	5.01	250
8.32	5.77	250
12	8	250
12.47	8.32	250
13.2	8.79	250
14.4	9.41	250
23	15.7	650
27	18.8	650
34.5	23	650
46	29.3	1250
69	44	1250
115	73.4	25000
138	88	25000
161	102.5	5000
230	147	5000
288	183	5000
345	220	5000

**TABLA 4.-Tensiones de prueba establecidos por el IEEE para transformadores sumergidos en aceite de acuerdo a su nivel de aislamiento.**

<b>TENSIONES DE PRUEBA DE ACUERDO AL NIVEL DE AISLAMIENTO</b>			
Clase de aislamiento kV	Tensión de prueba (valor eficaz) kV	Clase de aislamiento kV	Tensión de prueba (valor eficaz)kV
1.2	10	161	325
2.5	15	196	395
5	19	215	430
8.7	26	230	460
15	34	315	630
18	40	345	690
25	50	375	750
34.5	70	400	800
46	95	430	860
69	140	460	920
92	185	490	980
115	230	520	1040
138	275	545	1090

TABLA 5.- Distancias mínimas en aire

Voltaje de operación	Distancia mínima de un conductor a tierra		Distancia mínima ente conductores de potenciales opuestos	
	(Volts)	(Pulgadas)	(cm.)	(Pulgadas)
1100	1 1/2	3.81	3 1/2	8.9
2300	2 3/4	7	4	10.2
4000	3	7.7	4 1/2	11.5
6500	3	7.7	4 1/2	11.5
7500	3 1/4	8.3	4 1/2	11.5
9000	3 1/2	8.9	4 1/2	11.5
11000	3 3/4	9.6	4 3/4	12.1
13200	4 1/4	10.8	5	12.7
15000	4 1/2	11.5	5 1/2	14
16500	5	12.7	6	15.3
18000	6	15.3	7	17.8
22000	7	17.80	9	22.9
26000	9	22.9	12	30.5

**REFERENCIA BIBLIOGRAFICA**

1. Avelino Pérez, Pedro. Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas. 2ª Ed. México, DF. Reverte 2001.
2. Chapman, Stephen J. Maquinas eléctricas. 3ª Ed. México. McGraw-Hill Interamericana 2000.
3. Pacheco Valencia, Héctor. Transformadores 2ª Ed. Mexico 1984.
4. S.D. Myers, J.J. Kelly, R.H. Parrish. A guide to transformer maintenance. Transformer Maintenance Institute (TMI) Akron, Ohio.
5. Annual book of ASTM standards 2005. Section 10. Electrical insulation and electronics. Volume 10.03 Electrical insulating liquids and gases; electrical protective equipment.
6. Generic Guidelines for Life Assesment of transformer. Palo Alto, CA; EPRI, 1988 (EI-5885).
7. IEEE Std. 62-1995. Guide for diagnostic field testing of electrical power apparatus- Part 1: Oil filled power transformer, regulators and reactors.
8. IEEE Std. C57.12.90-1999. Standard test code for Liquid-Immersed distribution, power, and regulating transformers.
9. IEEE Std. C57.125-1991. Guide for Failure investigation, documentation, and analysis for power transformer and shunt reactors.
10. NMX-J-123-ANCE-2001. Aceites minerales aislantes para transformadores. Especificaciones.
11. NMX-J-308-ANCE-2004. Guia para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio.
12. NMX-J-169-1997-ANCE. Transformadores y autotransformadores de distribución y potencia – Métodos de prueba.
13. TEST-DATA REFERENCE BOOK. Doble Engineering Company. Watertown, Massachusetts.