

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS**  
**FACULTAD TECNOLOGÍA**  
**CARRERA ELECTROMECAÁNICA**



**PROYECTO DE GRADO**

**MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

**UNIVERSITARIO: MARCELO SALVADOR COLQUE AJPE**  
**TUTOR: ING. FREDDY SOTO ALANES.**

**LA PAZ – BOLIVIA**  
**2013**

# INDICE

RESUMEN	Pag.
CAPITULO 1	
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 JUSTIFICACIÓN	1
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.4 OBJETIVO	3
1.4.1 GENERAL	3
1.4.2 ESPECIFICO	3
1.5 METAS DEL PROYECTO	3
CAPITULO 2	
2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR	4
2.1.1 CAMPO MAGNETICO	4
2.1.2 RELACION ENTRE DENSIDAD E INTENSIDAD DE FLUJO MAGNETICO	5
2.1.3 FUERZA ELECTROMOTRIZ (f.e.m)	6
2.1.4 INDUCCION MUTUA Y AUTOINDUCCION	6
2.1.5 LEY DE FARADAY	7
2.1.6 LEY DE LENZ	8
2.1.7 LA LEY DE AMPÉRE	8
2.1.8 LA LEY DE BIOT-SAVART	9
2.2 PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE	9
2.2.1 TANQUE	10
2.2.1.1 TIPOS DE TANQUE	10
2.2.1.1.1 TIPO RESPIRACION LIBRE	10
2.2.1.1.2 TIPO TANQUE CONSERVADOR	11
2.2.1.1.3 TANQUE TIPO SELLADO	12
2.2.2 BUSHING	13

2.2.3	NUCLEO Y DEVANADO	15
2.2.4	EL SISTEMA DE AISLAMIENTO	21
2.2.4.1	EL ACEITE AISLANTE	21
2.2.4.1.1	COMPOSICION QUIMICA	22
2.2.4.1.1.1	HIDROCARBUROS	22
2.2.4.1.1.2	NO HIDROCARBUROS	23
2.2.4.1.2	PROPIEDADES FISICAS	24
2.2.4.1.3	PROPIEDADES ELECTRICAS	24
2.2.4.2	EL AISLANTE SOLIDO (DE CELULOSA)	25
2.2.4.2.1	COMPOSICION QUIMICA	25
2.2.5	EQUIPO CAMBIADOR DE TAP	26
2.2.6	EQUIPOS AUXILIARES	27
2.2.6.1	MEDIDOR DE TEMPERATURA	27
2.2.6.2	MEDIDOR DE NIVEL	28
2.2.6.3	DISPOSITIVOS CONTRA SOBREPRESIONES	29
2.2.6.4	RELE BUCHHOLZ	30
2.2.6.5	MEDIDOR DE PRESION/VACIO	31
2.2.6.6	RADIADOR, VENTILADOR Y BOMBA DE CIRCULACION	31
2.2.6.7	RESPIRADOR DE SILICA GEL	32
2.2.6.8	VALVULA PARA HACER VACIO	34
2.2.6.9	VALVULA COMBINADA PARA DRENAJE FILTRADO Y MUESTREO	34
2.3	METODOLOGIA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA	34
2.3.1	MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL ACEITE	38
2.3.2	MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS BUSHING	38
2.3.3	MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL SISTEMA DE VENTILACION	40
2.3.4	MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS MEDIDORES DE TEMPERATURA	40

2.3.5	MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS MEDIDORES DE NIVEL DE ACEITE	41
2.3.6	MANTENIMIENTO E INSPECCION DE RELE BUCHHOLZ	42
2.3.7	MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LA VALVULA DE SOBREPRESION	42
2.3.8	MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL TANQUE	43
2.3.9	MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL RESPIRADOR DE SILICA GEL	43
2.3.10	MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL CAMBIADOR DE TAP'S	44
2.3.11	PRUEBAS ADICIONALES DENTRO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO	45
2.4	CRONOGRAMA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA	45
2.4.1	GUIA DE INSPECCION SEMANAL	46
2.4.2	GUIA DE INSPECCION MENSUAL	47
2.4.3	GUIA DE INSPECCION SEMESTRAL	47
2.4.4	GUIA DE INSPECCION ANUAL	48
2.4.5	GUIA DE INSPECCION A 3 AÑOS	49
2.5	EQUIPOS A UTILIZAR EN LAS PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y NORMAS A SEGUIR	50
2.5.1	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (IEE C.57.12.90)	50
2.5.2	MEDIDOR DE PUNTO DE ROCIO	51
2.5.3	RELACION DE TRANSFORMACION	52
2.5.4	PRUEBA AISLAMIENTO FACTOR DE POTENCIA	53
2.5.5	ANALISIS DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D-1816 Y D-877)	54
2.5.6	ANALISIS DE LA TENCION INTERFACIAL (ASTM D-971)	55
2.5.7	ANALISIS DEL COLOR EN EL ACEITE (ASTM D- 1500)	55
2.5.8	ANALISIS DE LA GRAVEDAD ESPECIFICA (ASTM D-1298)	56
2.5.9	ANALISIS DE LA VISCOSIDAD (ASTM D-83)	56

2.5.10 FACTOR DE POTENCIA DEL LIQUIDO (FACTOR DE DISIPACION) (ASTM D-924)	56
2.5.11 ANALISIS DE CONTENIDO DE HUMEDAD EN EL ACEITE (ASTM D- 1533)	58
2.5.12 ANLISIS DE CONTENIDO DE INHIBIDOR EN EL ACEITE (DBPC)(ASTM 2668 o D-4768)	59
2.5.13 ANALISIS DEL CONTENIDO DE PCB (METODO 9079US EPA SW-846)	60
2.5.14 ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE (DGA ANALISIS) CROMATOGRAFIA DE GASES (ASTM NO ASTM. D-3613)	61
2.5.15 CROMATOGRAFIA DE GASES	63
2.5.16 ESPECTROSCOPIA INFRARROJA FOTOACUSTICA	64
2.5.17 PUNTO DE INFLAMACION	64

## INGENIERIA DEL PROYECTO

### CAPITULO 3

3.1 FACTORES QUE INFLUYE EN EL DETERIORO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE	66
3.1.1 LA HUMEDAD	66
3.1.2 EL OXIGENO	70
3.1.3 EL CALOR	72
3.1.4 LA CONTAMINACIÓN EXTERNA	73
3.2 PRUEBA DE DIAGNOSTICO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	74
3.2.1 PRUEBA DE ACEITE	74
3.2.1.1 PRUEBA DE RIGIDES DIELECTRICA	75
3.2.1.2 PRUEBA DE COLOR	77
3.2.1.3 PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA	78
3.2.1.4 PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD	81

3.2.1.5 PRUEBA DE TENSION INTERFACIAL Y NÚMERO DE NEUTRALIZACION	82
3.2.1.5.1 PRUEBA DE TESIION INTERFASIAL	84
3.2.1.5.2 PRUEBA DE NUMERO DE NEUTRALIZACION (ACIDES)	86
3.2.1.6 DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE	87
3.2.1.7 PRUEBA DE CANTIDAD DE INHIBIDOR	88
3.2.1.8 PRUEBA DE CROMATOGRAFIA DE GASES	89
3.2.2 PRUEBAS ELECTRICAS	92
3.2.2.1 PRUEBA DE RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS	93
3.2.2.1.1 MEDICION MEDIANTE PUENTE DE KELVIN	93
3.2.2.2 PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION	96
3.2.2.3 PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	97
3.2.2.4 FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLADORES	102
3.2.2.5 PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACION	104
3.2.3 PRUEBAS PRELIMINARES	106
3.2.3.1 PRUEBA DE PUNTO DE ROCIO	106
3.2.3.2 MEDICION DE LA PRESION DE NITROGENO	106
3.2.3.3 REVISION DEL SILICAGEL	107
3.2.3.4 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DE LOS ABANICOS	107
3.2.3.5 PRUEBA DE CAMBIADOR DE TAP'S	108
3.2.3.6 REVISION DE LAS PARTES DEL TRANSFORMADOR	108
3.2.3.7 TERMOGRAFIA INFRARROJA	108

## CAPITULO 4

### COSTOS

4.1 COSTOS DE OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO	110
4.2 COSTOS DE EQUIPO	112
4.2.1 COSTO DE OPERACIÓN	113
4.2.2 EVALUACION DE COSTO BENEFICIO	118

## CAPITULO 5

### CONCLUSION Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSION 120

5.2 RECOMENDACIONES 121

BIBLIOGRAFIA 123

### ANEXOS

ANEXO A: PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA

ANEXO B: PRUEBA DE COLOR

ANEXO C: PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

ANEXO D: PRUBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD

ANEXO E: PRUEBA DE TENSION INTERFACIAL

ANEXO F: NUMERO DE NEUTRALIZACION

ANEXO G: PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

ANEXO H: PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

ANEXO I: PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

ANEXO J: PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN

ANEXO K: PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS

ANEXO L: PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE LOS BUSHING

ANEXO M: PRUEBA DE PUNTO DE ROCIO

ANEXO N: SEGURIDAD E HIGIENE

ANEXOS O: PROTOCOLOS DE ENSAYO

# DEDICATORIA

Primeramente agradecer a DIOS por el apoyo incondicional.

A mi esposa Rosario, que es el pilar principal de mi hogar, mi compañera leal, se lo dedico con inmenso amor, a mis hijos Manuel y Valeria que son la razón de mi vida, gracias por su confianza y amor.

A mis padres Celestino y Felipa que incondicionalmente brindaron apoyo a todas mis decisiones y principalmente profesional, gracias por estar a mi lado en todo momento, a mis herman@ por confiar en mí.

A los docentes de la FACULTAD TECNICA, CARRERA ELECTROMECAÁNICA por darme mis primeras armas para la vida profesional , al Ing. Freddy Soto por apoyarme en este proyecto, al jefe de carrera Ing. Marcelo Vásquez Villamor por el apoyo que me brindo.



ÍNDICE DE FIGURAS	Pág.
FIGURA 2.1 DIAGRAMA VECTORIAL DEL CAMPO MAGNETICO	5
FIGURA 2.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA	10
FIGURA 2.3 TANQUE TIPO RESPIRACION LIBRE	11
FIGURA 2.4 TANQUE TIPO CONSERVADOR	12
FIGURA 2.5 TANQUE TIPO CONSERVADOR EN EL TANQUE DE EXPANSION POSSE UNA VEJIGA O DIFRAGMA EN SU INTERIOR	12
FIGURA 2.6 TANQUE TIPO SELLADO	13
FIGURA 2.7 BUSHING TIPO GOB (ABB)	14
FIGURA 2.8 BUSHING DE PORCELANA – ACEITE	15
FIGURA 2.9 BUSHING DE PORCELANA	15
FIGURA 2.10 TRANSFORMADORE TIPO NUCLEO	16
FIGURA 2.11 TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO	16
FIGURA 2.12 UNION DEL CONJUNTO DE CHAPAS MEDIANTE PERNO	16
FIGURA 2.13 UNION DE UN CONJUNTO DE CHAPAS MEDIANTE CINTA DE ALGODÓN	17
FIGURA 2.14A ARMADO DE NUCLEO CON ENTRE HIERROS PLANOS Y DIENTES DE SIERRA	17
FIGURA 2.14B NUCLEO CON CHAPAS ALTERNADAS	18
FIGURA 2.14C NUCLEO CON ENTRE HIERRO OBLICUO	18
FIGURA 2.15 DIFERENTES FORMAS DE COLUMNAS DE NUCLEO	18
FIGURA 2.16 ARMADO SIMPLE DE YUGO Y COLUMNAS	19
FIGURA 2.17 ARMADO DE YUGO Y COLUMNAS CON PERFILES SOLDADOS	19
FIGURA 2.18 DIFERENTES FORMAS DE AISLAR CONDUCTORES DE BOBINA	20
FIGURA 2.19 FORMAS CONTITUTIVAS DE BOBINA	20
FIGURA 2.20 DISPOSICION DE BOBINA EN EL NUCLEO	21
FIGURA 2.21 FIJACION DE LAS BOBINAS AL NUCLEO	21
FIGURA 2.22 ESTRUCTURA PARAFINICOS DE UN HIDROCARBURO	22



## **CAPITULO 1**

### **1.1 INTRODUCCION**

Por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica de su aceite y análisis de gases generados en el transformador. Sin embargo, se sabe ahora que pruebas como el factor de potencia del aislamiento, contenido de humedad, tensión interfacial, acidez, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnostico más acertado del estado del transformador.

Un transformador con su sistema de aislamiento adecuadamente mantenido, será capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobre voltajes debido a maniobras o a descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros. Por lo anterior, se considerara al mantenimiento del transformador en términos de:

- Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
- Cuáles son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador.
- Que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnostico.
- Cuando deben realizarse las pruebas de diagnostico.

Qué medidas correctivas deberán tomarse en el caso de que detecte alguna anomalía en el mantenimiento preventivo periódico.

### **1.2. JUSTIFICACIÓN**

Este trabajo se elabora para proporcionar un texto para el mantenimiento preventivo en transformadores de potencia, de 2MVA a 25MVA los conocimientos generales para comprender de una forma fácil y breve, los beneficios que proporciona para la vida útil de los transformadores de potencia y su mejor rendimiento económico, la conservación a través del mantenimiento. En las subestaciones de las plantas a nivel industrial, es necesario mantener la confiabilidad de los transformadores de potencia ya que son los elementos que proveen de energía eléctrica en niveles de voltaje adecuados para que los equipos principales y auxiliares operen satisfactoriamente. Por ser un transformador un



elemento que no se puede estar desenergizando constantemente y, mucho menos, desarmar sus componentes para observar sus condiciones internas, se hace indispensable efectuar mantenimiento predictivo al aceite dieléctrico mineral que posee, sacando muestras del mismo para realizar ensayos no destructivos que indiquen el estado de operación del mismo.

La finalidad de este trabajo es entregar una herramienta de guía a los Técnicos Superiores y Licenciados electromecánicos para poder interpretar los resultados obtenidos en las pruebas eléctricas, físicas, químicas y cromatografía de gases disueltos al aceite dieléctrico de un transformador de potencia, para luego programar el tipo de mantenimiento que se le realizara al transformador evitando fallas futuras. Es de suma importancia establecer metodologías de mantenimiento preventivo para el funcionamiento de los equipos que no se pueden sacar de servicio o que no cuentan con su equipo de respaldo, tal como sucede con los transformadores de potencia, ya que son elementos de alto costo que necesitan de un monitoreo continuo para evitar fallas.

Además de las pruebas físicas, químicas y cromatografía de gases es necesario realizar las pruebas al aceite dieléctrico con otras técnicas de mantenimiento preventivo, tales como, un estudio de termografía para detectar puntos calientes así como de pruebas eléctricas, que en conjunto determinaran el momento preciso para sacar el transformador de servicio y hacer un mantenimiento preventivo, tanto interno como externo, o efectuar un proceso de regeneración del aceite en línea sin dejar indisponible el transformador.

### **1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El costo de un transformador de potencia es elevado por lo que es muy caro tener uno de repuesto o de respaldo, por lo que se hace imprescindible hacerle los mantenimientos adecuados en el momento preciso para evitar fallas que provoquen daños irreversibles y pare el suministro de energía eléctrica con el consiguiente costo por fuera de servicio.



## **1.4. OBJETIVOS**

### **1.4.1. GENERAL**

Mejorar la vida útil y su rentabilidad mediante el mantenimiento preventivo en transformadores de potencia de 2MVA a 25MVA mediante pruebas eléctricas, físicas, químicas y otros.

### **1.4.2. ESPECÍFICOS**

- 1) Describir el funcionamiento operativo de un transformador de potencia y sus componentes internos.
- 2) Describir las pruebas que se pueden realizar al aceite dieléctrico, para conocer el estado en que se encuentran los transformadores de potencia.
- 3) Utilizar técnicas de mantenimiento preventivo que complementen el análisis al aceite dieléctrico para decidir el momento para realizar un mantenimiento correctivo al transformador de potencia.
- 4) Justificar mediante un análisis de costos, el mantenimiento preventivo al aceite para evitar las pérdidas por parada de producción debido a una falla.
- 5) Dar a conocer un plan de mantenimiento a seguir, dependiendo de las condiciones en las que opera un transformador de potencia.

## **1.5. METAS DEL PROYECTO**

Las metas de este proyecto son para transformadores de potencia de 2 MVA a 25 MVA que se encuentran en las subestaciones del país.



## CAPITULO 2

### 2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

El transformador es una Máquina estática que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica modificando valores de tensión y corriente del devanado primario al devanado secundario utilizando el mismo valor de frecuencia. Para entender su funcionamiento, se explican las leyes que rigen su comportamiento; así como los fenómenos eléctricos que se presentan en la maquina que a continuación se describen.

TRANSFORMADOR (Principios de Funcionamiento)	Fenómenos Eléctricos	Campo Magnético
		Relación entre Densidad e Intensidad del flujo magnético
		Fuerza electromotriz (f.e.m)
		Inducción mutua y autoinducción
	Leyes	Ley de Faraday
		Ley de Lenz
		La ley de Ampère
		La ley de Biot-Savart

**TABLA 2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS TRANSFORMADORES**

#### 2.1.1 CAMPO MAGNÉTICO

El campo magnético es una propiedad del espacio por la cual una carga eléctrica puntual de valor “ $q$ ” que se desplaza a una velocidad “ $v$ ”, sufre los efectos de una fuerza que es perpendicular y proporcional tanto a la velocidad como a una propiedad del campo, llamada densidad de flujo magnético. Así, dicha carga percibirá una fuerza descrita como:

$$F = q v B \quad (2.1)$$

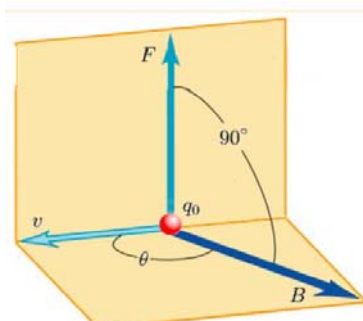
Donde:

$F$  = Fuerza

$q$  = carga

$v$  = velocidad

$B$  = densidad de flujo magnético



**FIGURA 2.1 DIAGRAMA VECTORIAL DEL CAMPO MAGNÉTICO.**

(En la figura 2.1 que tanto “**F**” como “**v**” y “**B**” son magnitudes vectoriales y el *producto cruz* es un producto vectorial que tiene como resultante un vector perpendicular tanto a “**v**” como a “**B**”).

### **2.1.2 RELACIÓN ENTRE DENSIDAD E INTENSIDAD DEL FLUJO MAGNÉTICO**

El nombre campo magnético se ha usado informalmente para dos tipos de campos vectoriales diferentes, que se denotan normalmente como **H** y **B**. El primero es el que técnicamente se denominó "campo magnético", y a **B** se le denominó con el término secundario de "inducción magnética". Sin embargo, actualmente se considera que la inducción magnética es una entidad más básica o fundamental y tiende a ser llamado "campo magnético", excepto en algunos contextos donde es importante distinguir entre ambos.

La diferencia entre **B** y **H** es que **H** describe cuan intenso es el campo magnético en la región que afecta, mientras que **B** es la cantidad de flujo magnético por unidad de área que aparece en esa misma región. Sin embargo, muchos autores prefieren referirse a un campo magnético principalmente en términos de su densidad de flujo **B**.

**B** y **H** se relacionan de la siguiente manera:

$$B = \mu o H \quad (2.2)$$

Donde:

$\mu o$  : es la permeabilidad magnética del medio en el que aparece el campo magnético igual a  $4\pi \times 10^{-7} H/m$  en el vacío.

**B**: Densidad del flujo magnético

**H**: Intensidad de campo magnético



Para determinar la expresión del campo magnético producido por una corriente se emplean dos leyes: la ley de Biot-Savart y la ley de Ampère.

### 2.1.3 FUERZA ELECTROMOTRÍZ (f.e.m)

La fuerza electromotriz (f.e.m.) es toda causa capaz de mantener una diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito abierto para producir una corriente eléctrica en un circuito cerrado. La f.e.m. se mide en volts, al igual que el potencial eléctrico.

Se define como el trabajo que el generador realiza para pasar por su interior la unidad de carga positiva del polo negativo al positivo, dividido por el valor en Coulombs de dicha carga.

Esto se justifica en el hecho de que cuando circula esta unidad de carga por el circuito exterior al generador, desde el polo positivo al negativo, es necesario realizar un trabajo o consumo de energía (mecánica, química, etcétera) para transportarla por el interior desde un punto de menor potencial (el polo negativo al cual llega) a otro de mayor potencial (el polo positivo por el cual sale).

Se relaciona con la diferencia de potencial  $V$  entre los bornes y la resistencia interna  $r$  del generador mediante la fórmula  $E = V + Ir$  (el producto  $Ir$  es la caída de potencial que se produce en el interior del generador a causa de la resistencia óhmica que ofrece al paso de la corriente). La f.e.m. de un generador coincide con la diferencia de potencial en circuito abierto.

La fuerza electromotriz de inducción (o inducida) en un circuito cerrado es igual a la variación del flujo de inducción  $\Phi$  del campo magnético que lo atraviesa en la unidad de tiempo, lo que se expresa por la fórmula:

$$e = \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{Ley de Faraday}) \quad (2.3)$$

### 2.1.4 INDUCCIÓN MUTUA Y AUTOINDUCCIÓN

En sus primeras experiencias sobre el fenómeno de la inducción electromagnética Faraday empleó dos bobinas arrolladas una sobre la otra y aisladas eléctricamente. Cuando variaba la intensidad de corriente que circulaba por una de ellas, se generaba



una corriente inducida en la otra. Este es, en esencia, el fenómeno de la **inducción mutua**, en el cual el campo magnético es producido por una corriente eléctrica. La variación de la intensidad de corriente en una bobina da lugar a un campo magnético variable. Este campo magnético origina un flujo magnético también variable que atraviesa la otra bobina e induce en ella, de acuerdo con la ley de Faraday-Henry, una fuerza electromotriz. Cualquiera de las bobinas del par puede ser el elemento inductor y cualquiera el elemento inducido, de ahí el calificativo de mutua que recibe este fenómeno de inducción.

El fenómeno de la **autoinducción**, como su nombre indica, consiste en una inducción de la propia corriente sobre sí misma. Una bobina aislada por la que circula una corriente variable puede considerarse atravesada por un flujo también variable debido a su propio campo magnético, lo que dará lugar a una fuerza electromotriz autoinducida. En tal caso a la corriente inicial se le añadirá un término adicional correspondiente a la inducción magnética de la bobina sobre sí misma.

### 2.1.5 LEY DE FARADAY

La Ley de inducción electromagnética de Faraday (o simplemente Ley de Faraday) se basa en los experimentos que Michael Faraday realizó en 1831 y establece que si el flujo magnético eslabonado inducido en un circuito cerrado varía con respecto al tiempo, una f.e.m. es inducida en el circuito.

$$e = \frac{d\phi}{dt} \quad (2.4)$$

Donde:

$e$  = es la fuerza electromotriz inducida

$\frac{d\phi}{dt}$  = es la tasa de variación temporal del flujo magnético  $\Phi$ .

En el caso de un inductor con “N” vueltas de alambre, la fórmula anterior se transforma en:

$$e = N \frac{d\phi}{dt} \quad (2.5)$$





### 2.1.6 LEY DE LENZ

Los estudios sobre inducción electromagnética, realizados por Michael Faraday nos indican que en un conductor que se mueva cortando las líneas de fuerza de un campo magnético se produciría una fuerza electromotriz (f.e.m.) inducida y si se tratase de un circuito cerrado se produciría una corriente inducida. Lo mismo sucedería si el flujo magnético que atraviesa al conductor es variable.

La Ley de Lenz nos dice que las fuerzas electromotrices o las corrientes inducidas serán de un sentido tal que se opongan a la variación del flujo magnético que las produjo. Esta ley es una consecuencia del principio de conservación de la energía.

En este caso la Ley de Faraday afirma que la f.e.m. inducida en cada instante tiene por valor:

$$e = -\frac{d\phi}{dt} \quad (2.6)$$

El signo negativo de la expresión anterior indica que la f.e.m. inducida se opone a la variación del flujo que la produce. Esta ley se llama así en honor del físico germano-báltico Heinrich Lenz, quien la formuló en el año 1834.

### 2.1.7 LA LEY DE AMPÉRE

Si el conductor es muy largo y estrecho, el campo es aproximadamente uniforme y paralelo al eje en el interior del conductor, y es nulo fuera del conductor. En esta aproximación es aplicable la Ley de Ampère que nos dice que es la integral curvilínea de la intensidad magnética  $H$ , alrededor de un circuito cerrado es igual a la suma de los ampere-espiras a los cuales el camino esta concatenado.

$$\oint Hdl = NI \quad (2.7)$$

El primer miembro, es la circulación del campo magnético a lo largo de un camino cerrado, y en el segundo miembro el término  $I$  se refiere a la intensidad que atraviesa dicho camino cerrado.



### 2.1.8 LA LEY DE BIOT-SAVART

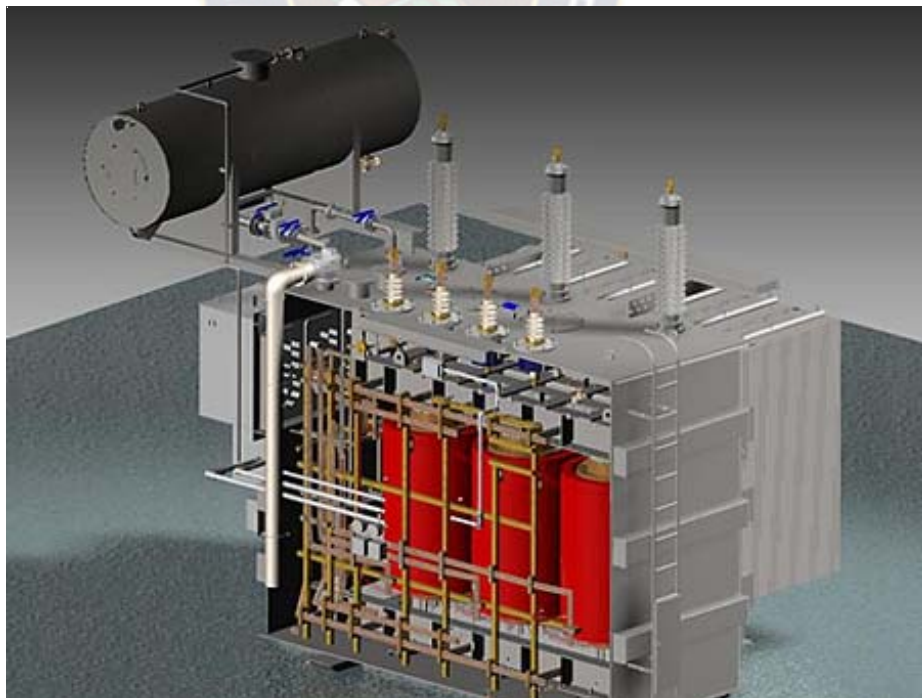
La ley de Biot-Savart dice que en todo conductor bajo la acción de un campo magnético y por el cual circula una corriente eléctrica queda sometida a la acción de una fuerza que lo hace desplazarse a través del campo. La cual puede expresarse como:

$$F = Bl \frac{1}{10} \text{ dinas} \quad (2.8)$$

### 2.2 PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE

En este capítulo se revisarán de manera breve los principales elementos constitutivos de un transformador de potencia aislado en aceite. Un estudio más profundo de dichas partes esta fuera del alcance de este trabajo, por ende no se ahondará en el estudio de dichas partes.

En la figura 2.2 podemos observar un transformador de potencia, algunas de las partes que serán tratadas en este capítulo.



**FIGURA 2.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA**



## **2.2.1 TANQUE**

El tanque de un transformador, generalmente hecho de acero, desempeña las siguientes funciones:

- a) Provee protección mecánica al conjunto núcleo-bobinas.
- b) Ayuda a contener al líquido refrigerante/aislante, en el caso de que se lo utilice.
- c) Protege al aceite del aire, humedad y contaminación externa.
- d) Permite que el transformador "respire".

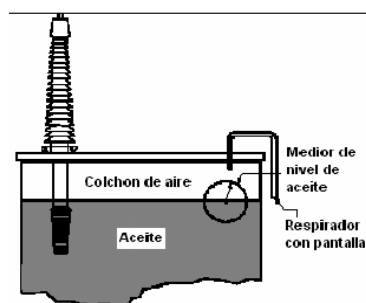
### **2.2.1.1 TIPOS DE TANQUE**

En la actualidad podemos encontrar diferentes tipos de diseños de tanques para transformadores. Dentro de los existentes y más comunes en nuestro medio se encuentran los Tipo Respiración libre, los Tipo Tanque conservador y los Tipo Sellado.

#### **2.2.1.1.1 TIPO RESPIRACIÓN LIBRE**

En este tipo de diseño el espacio o colchón de aire a presión atmosférica que se forma sobre el aceite tiene salida a la atmósfera a través de una tubería de respiración. Dicha tubería es doblada hacia abajo y posee una pantalla en el extremo que da hacia el exterior del transformador, evitándose de esta manera el ingreso de la lluvia, insectos o roedores. En la figura 2.3 podemos ver un transformador con este diseño de tanque.

Este diseño de tanque no posee un removedor de humedad en la tubería de respiración, por ende el transformador tendrá una fuente de humedad, oxígeno y contaminación por dicha tubería. Como se verá más adelante la humedad y el oxígeno son enemigos del aislamiento del transformador, es recomendable entonces que el propietario o responsable de un transformador de este tipo instale un removedor de humedad (como la Silica gel) en dicha tubería, de manera que se reduzca el ingreso del humedad, oxígeno y contaminación al transformador.

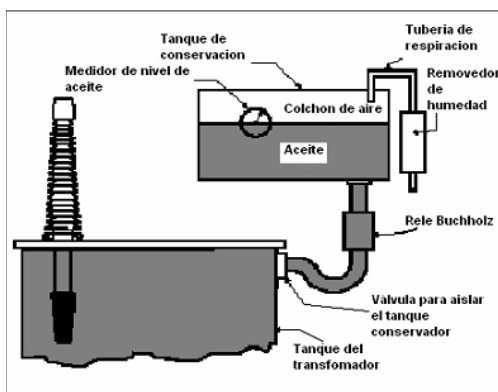


**FIGURA 2.3 TRANSFORMADOR TIPO RESPIRACIÓN LIBRE**

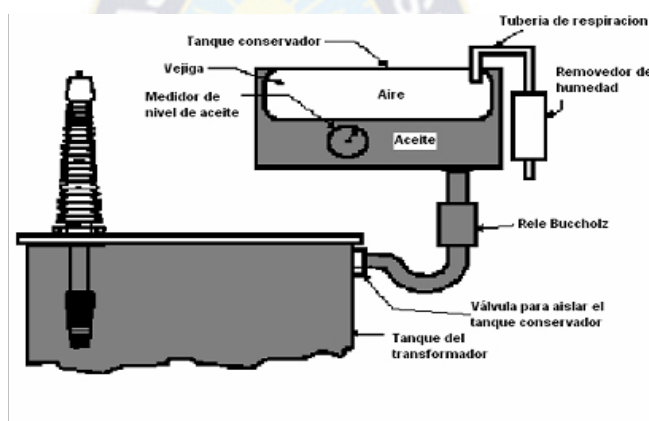
#### **2.2.1.1.2. TIPO TANQUE CONSERVADOR.**

En este diseño se adiciona un tanque adicional al transformador, llamado tanque de expansión o tanque de conservación. Este tanque adicional se encuentra localizado sobre el transformador (véase la figura 2.4), de manera que el tanque principal estará lleno de aceite. La expansión del aceite y el intercambio de aire con la atmósfera (respiración del transformador) ocurren lejos del total del aceite en el transformador ya que, solo una pequeña cantidad de aceite existe entre el tanque principal y el tanque conservador. Debido a lo anterior este diseño reduce el ingreso de oxígeno, humedad y contaminación al transformador, retardándose así el proceso de oxidación del aceite.

Existen transformadores de este tipo que llevan instalado en el interior del tanque conservador una especie de "vejiga" o "diafragma". Con este sistema se reduce en mayor medida el ingreso de humedad y oxígeno al transformador ya que, dicha vejiga aísla al aceite de la atmósfera. A medida que el aceite se expande o contrae debido a los cambios de temperatura, la vejiga "respira" aire hacia adentro y hacia fuera del transformador, esto mantiene al aire a presión atmosférica. En la figura 2.5 se puede observar un transformador de este tipo



**FIGURA 2.4 TANQUE TIPO CONSERVADOR**

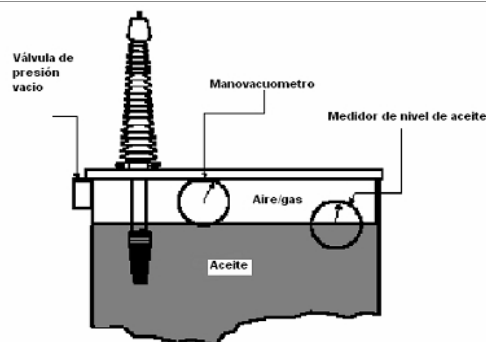


*Nota importante:* Existe la posibilidad de que se forme vacío en el transformador si la tubería que conecta el removedor de humedad con el tanque conservador es muy delgada o se encuentra bloqueada parcialmente o si la entrada al removedor de humedad es muy pequeña. Esta situación puede permitir la formación de burbujas en el aceite, las cuales pueden activar los detectores de gas como el Relé Buchholz y/o el relé de Falla del Diafragma (si el transformador lo tuviere). Dicho vacío también puede "chupar" aire a través de empaques defectuosos o que no se encuentran correctamente colocados, lo cual también podría ser una fuente para la formación de burbujas.

**FIGURA 2.5 TANQUE TIPO CONSERVADOR EN EL TANQUE DE EXPANCIÓN POSEE UNA "VEJIGA" O "DIAFRAGMA" EN SU INTERIOR.**

### 2.2.1.1.3. TANQUE TIPO SELLADO.

El tanque tipo sellado es similar al de respiración libre, con la adición de una válvula de alivio de presión/vacío, la cual está diseñada para mantener una presión interna de + o de - 5 psi. Además la tapa superior no es empernada, sino soldada, con lo cual se evita el uso de empaques. La figura 2.6 muestra un diseño de este tipo.



**FIGURA 2.6 TANQUE TIPO SELLADO**

Al instalarse el transformador se coloca a presión aire libre de humedad o nitrógeno, de manera que se forma un colchón de aire/gas sobre el aceite.

La contaminación del transformador por oxígeno y/o humedad no es tan severa como en el caso del tanque Tipo Respiración libre debido a que la "respiración" del transformador está limitada por la válvula de alivio. Cuando la presión interna del transformador excede los 5 psi el aire o el nitrógeno son expulsados a la atmósfera por la válvula de alivio. Cuando el transformador se enfría el aceite se contrae, si la presión interna cae por debajo de la presión atmosférica exterior en 5 psi, la válvula de alivio permitirá el ingreso de humedad y oxígeno al tanque.

### **2.2.2. BUSHING**

La función de los bushing en un transformador es de llevar o transportar los conductores de los devanados a través del tanque y hacia el exterior de una manera segura. Los bushing están diseñados para: soportar las tensiones de operación normal y anormal, mantener la humedad fuera del transformador y resistir los esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores conectados a ellos.

Para cumplir con lo anterior existen diferentes tipos de bushing, entre los que tenemos:

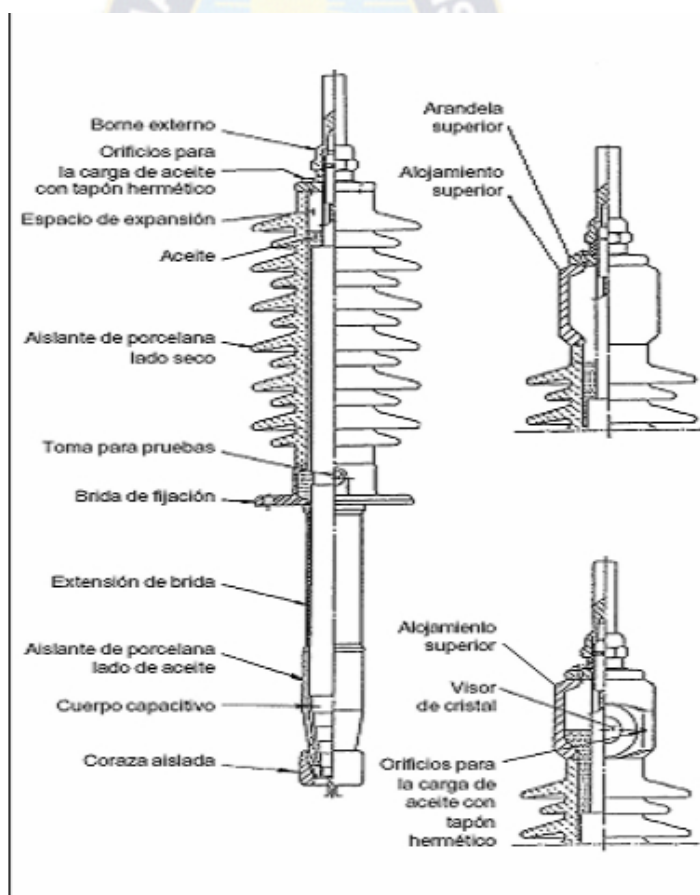
- Porcelana (hasta 25 KV)
- Porcelana-Aceite (25-69 KV)
- Porcelana-Compuesto epóxico
- Porcelana-Resina sintética (34.5-115KV)
- Porcelana-Papel impregnado de aceite (mayores a 275 KV)



Como puede verse, la clase de bushing a utilizar es dependiente del nivel de voltaje para el que es diseñado. En la figura 2.7 puede verse las partes de un bushing para transformador tipo GOB de la ABB.

Los bushing son de forma cilíndrica, cubiertos con un esmalte especial para evitar la adherencia de humedad y contaminantes.

Están provistos de "faldas" con el objeto de aumentar la distancia de fuga (distancia entre el terminal del pasatapa y su base acoplada al tanque) y así reducir la posibilidad de un arco debido a sobre voltajes. En las figuras 2.8 y 2.9 se pueden observar bushing de Porcelana- Aceite y Porcelana, respectivamente



**FIGURA 2.7 BUSHING TIPO GOB (ABB)**



**FIGURA 2.8 BUSHING DE PORCELANA-ACEITE**



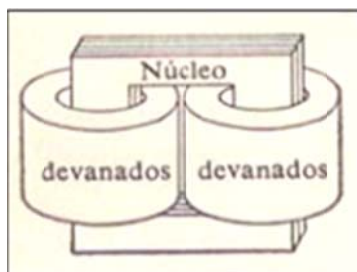
**FIGURA 2.9 BUSHING DE PORCELANA**

### **2.2.3. NUCLEO Y DEVANADOS**

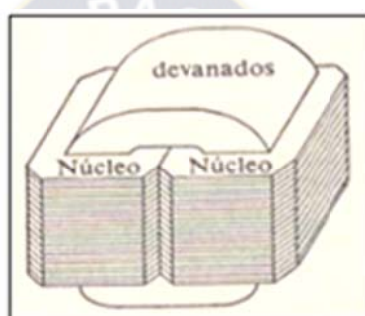
Los dos tipos fundamentales de diseño de la parte activa de un transformador son el TIPO NUCLEO, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único y el TIPO ACORAZADO, en el cual el flujo que atraviesa a un único grupo de devanados está formado, al menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo. Ambos tipos de estructuras pueden verse en las figuras 2.10 y 2.11.

El diseño del Tipo Núcleo es usado en transformadores de potencia con valores de corriente y KVA bajos, mientras que el Tipo Acorazado es usado en transformadores con potencias iguales o mayores a 50 MVA.



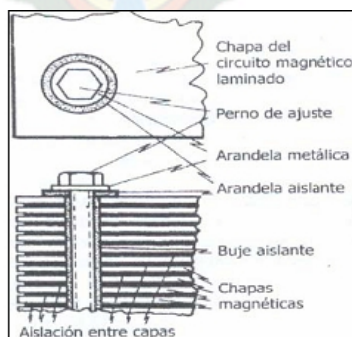


**FIGURA 2.10. TRANSFORMADOR TIPO NÚCLEO**

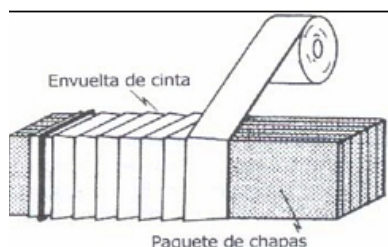


**FIGURA 2.11. TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO**

El núcleo de un transformador está formado por chapas, las cuales están hechas con una aleación de hierro de grano orientado y silicio (con esta aleación se reducen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas). Las chapas que forman el núcleo están aisladas eléctricamente unas de otras con un revestimiento a prueba de aceite (tradicionalmente barniz) para reducir las pérdidas por corrientes parásitas. La figura 2.12 nos muestra la forma de realizar la unión del conjunto de chapas. En la misma figura 2.12 puede verse que el perno que sujeta las chapas está aislado de las mismas por medio de un buje.



**FIGURA 2.12 UNIÓN DEL CONJUNTO DE CHAPAS MEDIANTE PERNOS**



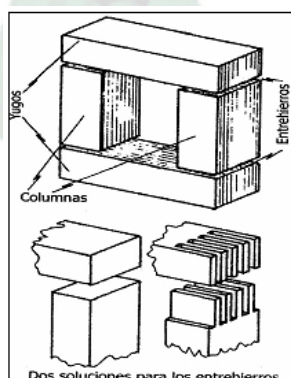
**FIGURA 2.13 UNION DE UN CONJUNTO DE CHAPAS MEDIANTE CINTA DE ALGODON**

En la figura 2.13 se puede apreciar otra forma de armar el conjunto de chapas por medio de una cinta de algodón, nominado comúnmente "paquete".

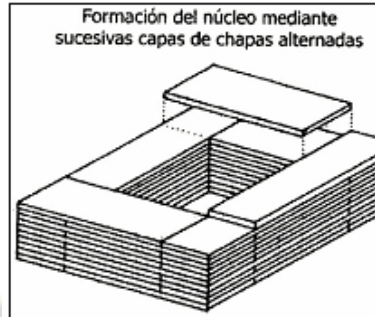
Las figuras 2.14A, 2.14B, 2.14C muestran las diferentes formas de armar las partes componentes del núcleo de un transformador. El núcleo con sucesivas chapas alternadas se usa en transformadores de poca potencia, mientras que el núcleo con entrehierros oblicuos se usa en transformadores de gran potencia.

En los entrehierros se suele colocar hojas de cartón especial para disminuir el ruido que es originado por efectos de la fuerza cortante de valor variable que se produce entre ambas caras de una y otra parte. En las figuras 2.14A, 2.14B y 2.14C pueden apreciarse tres diferentes formas de columnas del núcleo.

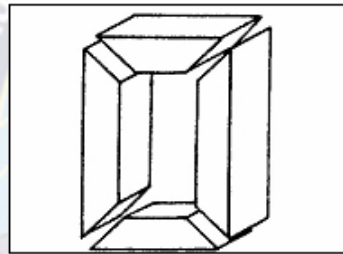
A medida que aumenta la importancia de la máquina es conveniente que las columnas del núcleo dejen de tener sección cuadrada, para adoptar una sección circular.



**FIGURA 2.14A. ARMADO DE NÚCLEO CON ENTRE HIERROS PLANOS Y DIENTES DE SIERRA**

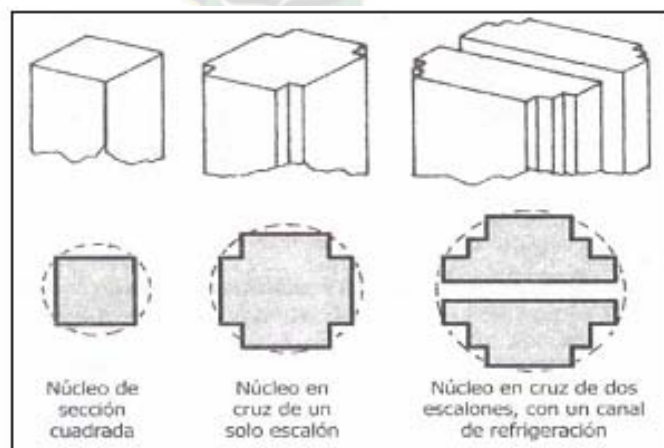


**FIGURA 2.14B. NÚCLEO CON CHAPAS ALTERNADAS**



**FIGURA 2.14C. NÚCLEO CON ENTRE HIERROS OBLICUOS**

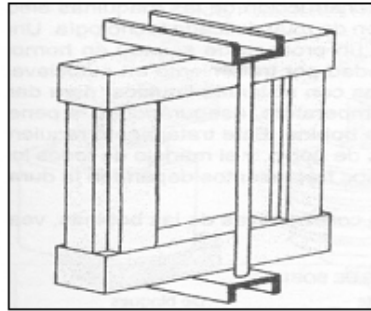
La sección circular de la columna del núcleo se obtiene colocando las chapas en forma escalonada. En el núcleo de la derecha de la figura 2.15, existen canales internos para mayor evacuación del calor producido por las pérdidas del hierro. La separación de los conjuntos así formados de chapas se logra con adecuados listones de madera tratada.



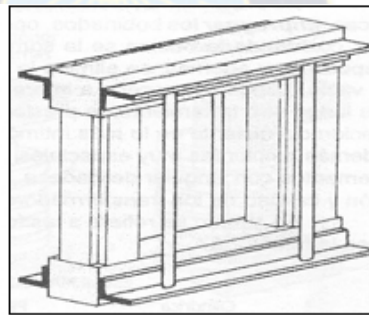
**FIGURA 2.15 DIFERENTES FORMAS DE COLUMNAS DE NÚCLEOS**



El armado del núcleo (Core Clamping) se logra por medio de diversos métodos, como se muestra en las figuras 2.16 y 2.17.



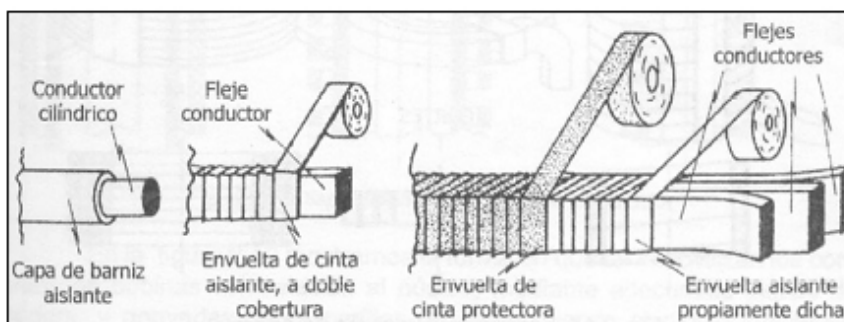
**FIGURA 2.16 ARMADO SIMPLE DE YUGOS Y COLUMNAS**



**FIGURA 2.17 ARMADO DE YUGOS Y COLUMNAS CON PERFILES SOLDADOS**

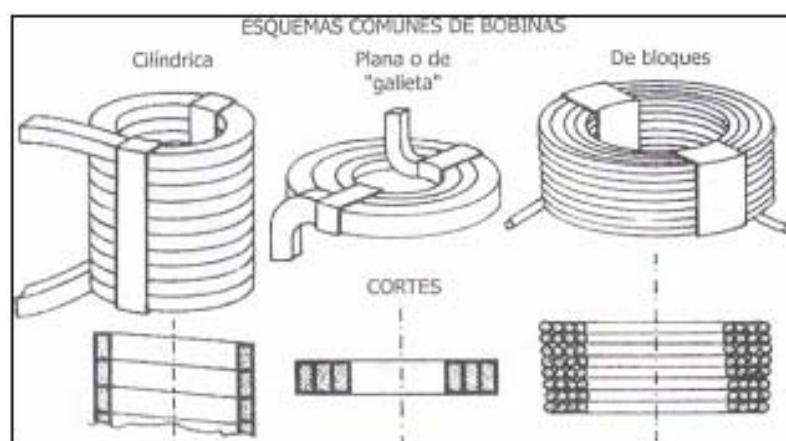
Pasemos ahora a hablar de las bobinas. En la figura 2.18 podemos apreciar cómo se aíslan los conductores. Para secciones de cobre de hasta  $4 \text{ mm}^2$ , la sección del conductor tiene forma circular. Para secciones mayores se usa la sección rectangular con doble encintado de algodón. Para secciones muy grandes se usan varios conductores con un aislamiento de dos capas. La primera capa es el aislante propiamente dicho, mientras que la segunda capa es de menor rigidez dieléctrica que la primera, pero es más fuerte mecánicamente.

Los bobinados de un transformador previo a su montaje son sometidos a procesos de secado en hornos y eliminación de la humedad mediante vacío, para luego ser impregnados con aislante líquidos. Este tratamiento requiere de ambientes muy especiales, libres de polvo y manejo de todos los elementos con delicadeza.



**FIGURA 2.18 DIFERENTES FORMAS DE AISLAR CONDUCTORES DE BOBINAS**

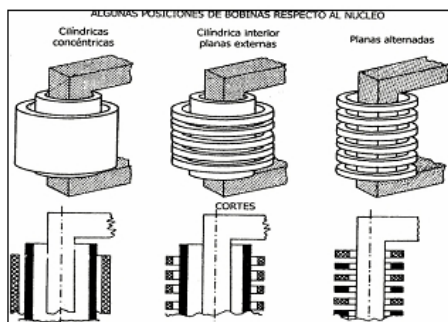
Mediante la figura 2.19 podemos visualizar las formas constitutivas de las bobinas de un transformador.



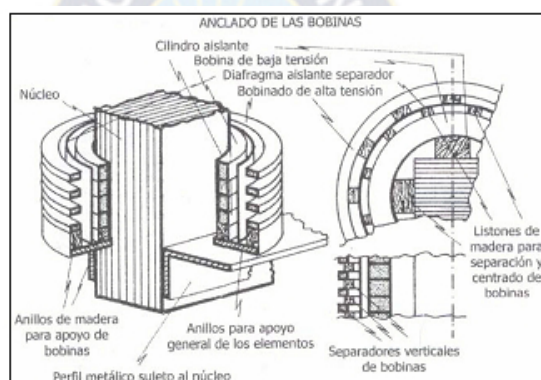
**FIGURA 2.19. FORMAS CONSTITUTIVAS DE BOBINAS**

Es de práctica común colocar la bobina de baja tensión más próxima al núcleo. La forma cilíndrica se prefiere para las bobinas de baja tensión, mientras que las de tipo plana son preferidas para las bobinas de alta tensión. Con ayuda de la figura 2.20 podemos visualizar las formas comunes de montaje de bobinas en el núcleo.

En la figura 2.21 se muestra la manera en que se inmovilizan los conjuntos de bobinas con relación al núcleo. Esto se realiza mediante adecuadas piezas de madera, apoyadas sobre perfiles de acero. Una ventaja del uso de piezas de madera como separadores es la formación de "ductos" por donde puede circular el aceite y de esta forma maximizar la transferencia de calor.



**FIGURA 2.20 DISPOSICIÓN DE BOBINAS EN EL NÚCLEO**



**FIGURA 2.21. FIJACIÓN DE LAS BOBINAS AL NÚCLEO**

#### 2.2.4. EL SISTEMA DE AISLAMIENTO

Este sistema tiene como función aislar los devanados del transformador entre sí y de tierra, es decir, los elementos de este sistema aíslan las partes conductoras de corriente del núcleo y de las estructuras de acero.

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite consta principalmente de 2 tipos de materiales aislantes: aceite y papel. A continuación se estudiará de manera breve las funciones y propiedades de ambos materiales.

##### 2.2.4.1. EL ACEITE AISLANTE

El aceite usado en los transformadores desempeña básicamente cuatro funciones:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- Prevenir la acumulación de lodo en el transformador
- Proteger al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.



### 2.2.4.1.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA

El aceite empleado en transformadores y algunos otros equipos eléctricos es de tipo mineral. Dicho aceite se encuentra formado por compuestos de hidrocarburos y no-hidrocarburos. A continuación, de forma breve, hablaremos de la composición química del aceite mineral.

#### 2.2.4.1.1.1 HIDROCARBUROS

Por definición, los hidrocarburos son compuestos químicos que contienen solo hidrógeno y carbono. Los compuestos de hidrocarburos son el mayor constituyente del aceite mineral y pueden ser divididos en tres grandes grupos:

- Parafínicos
- Nafténicos
- Compuestos aromáticos

**a) Parafínicos:** Los parafínicos son generalmente considerados hidrocarburos saturados, caracterizados por una estructura de enlaces rectos, como puede verse en la figura 2.22.

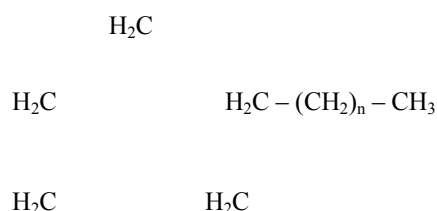
*Hidrocarburo Parafínico*



**FIGURA 2.22 ESTRUCTURA PARAFÍNICO DE UN HIDROCARBURO**

**b) Nafténicos:** Los como nafténicos son clasificados compuestos de enlaces en forma de anillo. Como puede verse en la figura 2.23A y 2.23B los nafténicos pueden ser monocíclicos, bicíclicos, etc.

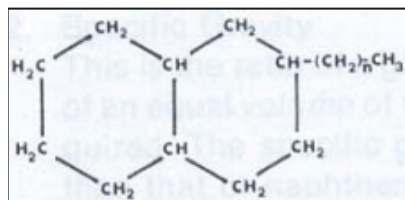
*Hidrocarburo Naftenico Monocíclico*



**FIGURA 2.23A. HIDROCARBURO NAFTENICO MONOCÍCLICO**



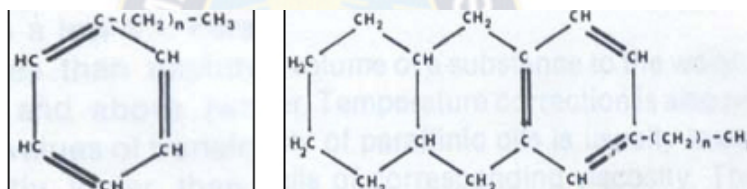
### *Hidrocarburo Naftenico Bicíclico*



**FIGURA 2.23B. HIDROCARBURO NAFTENICO BICÍCLICO**

e) **Compuestos aromáticos:** Los compuestos aromáticos, figura 2.24, poseen uno o más anillos aromáticos, los cuales pueden ser unidos con anillos acíclicos.

### *Compuestos Aromáticos*



**FIGURA 2.24. HIDROCARBUROS AROMÁTICOS**

### **2.2.4.1.1.2. NO-HIDROCARBUROS**

El petróleo, del cual se deriva el aceite usado en transformadores, también contiene compuestos que no son hidrocarburos.

Dichos compuestos presentan una estructura semejante a la de los hidrocarburos, con la salvedad de que los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos, tres o más átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno.

Los compuestos no-hidrocarburos en el aceite mineral pueden ser ácidos naftenicos, esterios, alcoholes, entre otros.

Existen algunos factores químicos que son críticos para los aceites nuevos, dentro de los cuales podemos anotar:

- 1) Acidez (Número de neutralización)** Una baja acidez en un aceite mineral es necesaria para minimizar la conducción eléctrica, la corrosión de los metales y maximizar, la vida del sistema de aislamiento.
- 2) Formación de gas bajo arco**





**3) Contenido de agua.** Un aceite mineral con contenido de agua bajo es necesario para alcanzar una rigidez dieléctrica adecuada, maximizar la vida del sistema de aislamiento y minimizar la corrosión de los metales.

#### **2.2.4.1.2. PROPIEDADES FÍSICAS**

Algunas de las propiedades físicas de un aceite mineral incluyen:

##### **1) Viscosidad**

La viscosidad es considerada una medida de la resistencia del aceite a fluir. Este parámetro es controlado para asegurar una libre circulación en los transformadores y mecanismos, así como una adecuada transferencia de calor.

##### **2) Gravedad específica**

La gravedad específica es la razón entre el peso de un volumen dado de una sustancia y el peso de un volumen igual de agua. Este parámetro es útil como ayuda para identificar tipos de aceites nuevos.

##### **3) Tensión interfacial**

Un elevado valor de tensión interfacial en un aceite nuevo es indicativo de la ausencia de contaminantes polares indeseables, pero el mayor uso de la tensión interfacial está en la determinación del grado de deterioro y contaminación que posee un aceite en servicio.

##### **4) Estabilidad de oxidación**

##### **5) Volatibilidad**

#### **2.2.4.1.3. PROPIEDADES ELÉCTRICAS**

Las principales propiedades eléctricas de un aceite nuevo incluyen:

##### **1) Rigidez dieléctrica**

La Rigidez dieléctrica de un aceite es una medida de la habilidad que tiene el aceite a resistir esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento del dieléctrico.

##### **2) Rigidez de impulso**

Con la rigidez de impulso se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltajes transientes (sobre voltajes debido a maniobras o a descargas eléctricas atmosféricas).

##### **3) Permitividad dieléctrica relativa / Constante**



La Permitividad relativa es la relación entre la capacitancia de un material aislante medida por medio de una configuración de electrodos y la capacitancia de la misma configuración de electrodos con el aire (o vacío) como dieléctrico.

La Permitividad relativa es dependiente de la temperatura y la frecuencia de voltaje. Los valores típicos de la permitividad relativa de un aceite nuevo están entre 2.1 y 2.5 a 90°C. La oxidación tiende a incrementar estos valores.

#### 2.2.4.2. EL AISLAMIENTO SÓLIDO (DE CELULOSA)

El papel Kraft usado como aislamiento en un transformador debe desempeñar mayormente 3 funciones:

- 1) Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por los voltajes en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador.
- 2) Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a un cortocircuito.
- 3) Prevenir una acumulación excesiva de calor.

##### 2.2.4.2.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA

La celulosa es una de las numerosas sustancias vegetales que están formadas por varias unidades de glucosa. La estructura química de la celulosa puede verse en la figura 2.25A y 2.25B

La fórmula molecular de la celulosa es aceptada como  $(C_6H_{10}O_5)_n$ . El grado de polimerización, es decir el número de unidades repetidas formando las moléculas (indicado por la letra n) varía ampliamente dependiendo de la fuente del material y del método utilizado para su formación.

Típicamente la celulosa está formada por cadenas de más o menos 1200 anillos de glucosa.

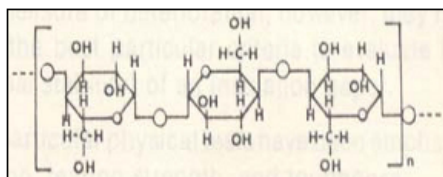
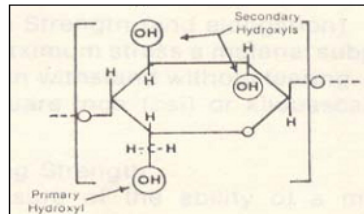
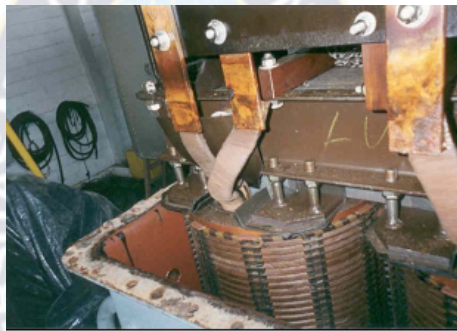


FIGURA 2.25A. ESTRUCTURA DE LA CELULOSA



**FIGURA 2.25B. UNIDAD DE GLUCOSA**

En la figura 2.26 puede verse las bobinas de un transformador junto con los chicotes de dichas bobinas mismas recubiertos con papel.



**FIGURA 2.26. BOBINAS Y CHICOTES DE UN TRANSFORMADOR RECUBIERTOS DE PAPEL**

### 2.2.5. EQUIPO CAMBIADOR DE TAP

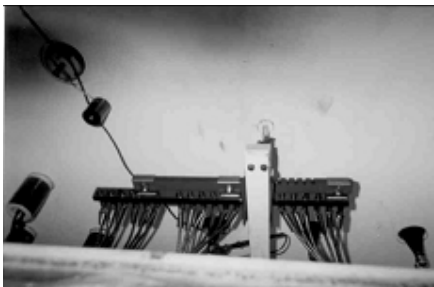
La mayoría de los transformadores están equipados con un Equipo Cambiador de Tap, el cual permite pequeños cambios en la relación de voltaje de la unidad. El devanado de alto voltaje es el que generalmente se construye con Taps (derivaciones). Al pasar de un Tap al otro, este equipo provee de una manera de cambiar la relación de vueltas del transformador y con ello el nivel de voltaje del mismo.

Los cambios de TAP pueden ser hechos solo si el transformador esta desenergizado (Equipo Cambiador de Tap desenergizado) o mientras la unidad esta con carga (Equipo Cambiador de Tap bajo carga). Dichos cambios pueden ser realizados de forma manual o de forma automática.

Los equipos para cambio de Tap son diseñados tanto para operar dentro del transformador o montados externamente en un pequeño gabinete con aceite empernado



al exterior tanque principal. Las figuras 2.27 y 2.28 pueden verse los dos tipos de Equipos Cambiadores de TAP.



**FIGURA 2.27. EQUIPO CAMBIADOR DE TAP PARA OPERAR DESENERGIZADO**



**FIGURA 2.28. EQUIPO CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA**

## **2.2.6. EQUIPOS AUXILIARES**

### **2.2.6.1. MEDIDORES DE TEMPERATURA**

Con la finalidad de que el personal encargado de la operación y mantenimiento del transformador pueda conocer la temperatura del líquido aislante, devanados, así como la del transformador, los fabricantes del mismo instalan medidores de temperatura en el tanque del transformador. En las figuras 2.30 y 2.31 podemos visualizar dos tipos de medidores de temperatura que se utilizan en transformadores.

Los medidores de la figura 2.30 son utilizados en transformadores de baja potencia, mientras que los de la figura 2.31 son empleados en transformadores de mediana y gran potencia.



**FIGURA 2.30. MEDIDORES DE TEMPERATURA DE 4" MARCA QUALITROL**



**FIGURA 2.31. MEDIDORES DE TEMPERATURA DE 5" MARCA QUALITROL**

#### **2.2.6.2. MEDIDORES DE NIVEL**

El indicador de nivel de aceite señala el nivel del líquido aislante contenido en el tanque principal del transformador o en compartimentos asociados.

En los transformadores con tanque de conservación el medidor de nivel se encuentra instalado a un costado del mismo. En los transformadores sellados el medidor de nivel es instalado a un costado del tanque, justo a la altura del nivel de aceite. En las figuras 2.32 y 2.33 podemos observar dos tipos de medidores de nivel que se utilizan en transformadores.

Como puede observarse en las figuras 2.32 y 2.33, los medidores de nivel poseen tres posiciones definidas: HI (nivel máximo), 25°C que corresponde al nivel de aceite a la temperatura ambiente y LO (nivel mínimo).

Tomando en cuenta estos niveles de referencia, se puede llenar de aceite el transformador de acuerdo a la temperatura ambiente existente al momento del llenado.



**FIGURA 2.32. MEDIDOR DE NIVEL SERIE "P" DE LA MARCA QUALITROL  
EMPLEADO EN TRANSFORMADORES PAD MOUNTED**



**FIGURA 2.33. MEDIDOR DE NIVEL TIPO UNIVERSAL DE LA MARCA  
QUALITROL**

### **2.2.6.3. DISPOSITIVOS CONTRA SOBREPRESIONES**

El dispositivo contra sobrepresiones es un equipo de protección contra sobrepresiones peligrosas dentro del tanque del transformador, es decir, este dispositivo sirve para aliviar la presión interna del tanque cuando esta excede un valor predeterminado. En la figura 2.34 se puede visualizar un tipo de Dispositivo contra sobre presiones (también llamado Válvula de alivio contra sobre presiones) que es usado en transformadores del tipo sellado.



**FIGURA 2.34. EQUIPO CONTRA SOBREPRESIONES SERIE 208 DE LA MARCA  
QUALITROL**



#### 2.2.6.4. RELE BUCHHOLZ

La protección que presta este dispositivo es simple y eficaz.

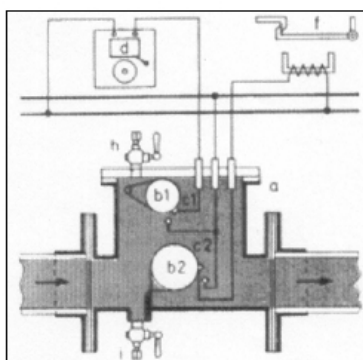
El Relé Buchholz es empleado en transformadores que poseen tanque de conservación.

Como puede verse en la figura 2.35, el Relé Buchholz es un dispositivo que posee dos cámaras llenas de aceite con flotadores dispuestos verticalmente uno encima del otro. Si existiesen corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque de conservación. En su camino hacia dicho tanque, las burbujas de gas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque de conservación, ingresando al Relé Buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo.

A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el relé disminuye. Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que se cierra el switch magnético que activa una alarma.

Si el defecto que produce los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que la consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador inferior y lo desplaza, el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador.

La figura 2.36 muestra un Relé Buchholz montado en un transformador



**FIGURA 2.35. VISTA INTERIOR DE UN RELE BUCHHOLZ**



**FIGURA 2.36. RELE BUCHHOLZ INSTALADO EN UN TRANSFORMADOR DE 5 MVA**

#### **2.2.6.5. MEDIDORES DE PRESIÓN / VACÍO**

El medidor de presión/vacío, también llamado manovacuometro, es instalado en los transformadores tipo sellado.

Este dispositivo nos proporciona la presión de nitrógeno que posee el transformador o la cantidad de vacío a la que se está sometiendo el transformador. En la figura 2,37 podemos observar un tipo de medidores de presión/vacío que se utiliza en transformadores de mediana y gran potencia



**FIGURA 2.37. MEDIDOR DE PRESIÓN / VACÍO MARCA QUALITROL**

#### **2.2.6.6. RADIADORES, VENTILADORES Y BOMBAS DE CIRCULACIÓN**

Los transformadores en aceite poseen diferentes métodos de ventilación con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de valores normales (no



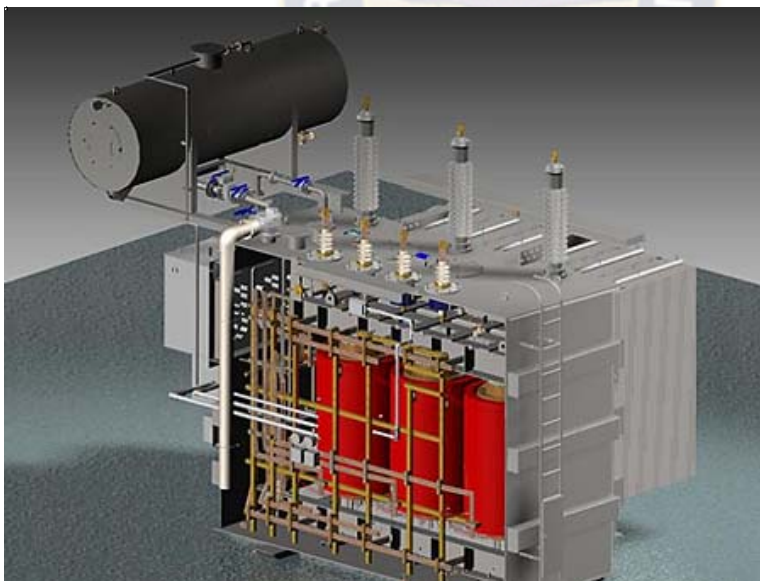


excediendo los 55 o 65°C sobre la temperatura ambiente). Para el efecto, en cada método utiliza accesorios como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, etc., los cuales se encuentran instalados generalmente en el tanque del transformador y son usados de forma individual o en conjunto.

Algunos de los métodos de ventilación usados en transformadores son:

- Refrigeración natural
- Refrigeración por aire forzado
- Refrigeración por aceite forzado
- Refrigeración por agua
- Combinación de los anteriores

En la figura 2.38 se puede observar un transformador con radiadores, ventiladores y bombas de circulación.



Ventiladores

Radiadores

**FIGURA 2.38. TRANSFORMADOR CON RADIADORES, BOMBAS DE CIRCULACIÓN Y VENTILADORES**

#### **2.2.6.7. RESPIRADOR DE SILICA GEL**

Este dispositivo está fabricado para eliminar la humedad y el polvo que ingresan al transformador con el movimiento del aire resultante de la variación de la



temperatura del aceite del transformador. Este dispositivo es utilizado en transformadores con tanque conservador y está colocado entre el paso de aire del transformador y la atmósfera.

El respirador de Silica Gel está formado por un depósito, generalmente uno o dos cilindros de cristal, con un agente deshidratante (Silica Gel) y aceite, así como de las partes metálicas para su fijación.

La Silica gel que se utiliza consiste de gránulos de silicato de aluminio puro, coloreada de azul con cloruro de cobalto, químicamente casi neutral y de gran capacidad de absorción. Cuando la absorción de humedad llega a un 30 o 40 %, el color cambia de azul a rosa.

Al obtener la carga de Silica Gel un color rosa es indicativo, como se expuso anteriormente, de que los gránulos se saturados de humedad y deberán ser regenerados o renovados.

En la figura 2.39 puede verse el respirador de Silica gel instalado en el transformador



**FIGURA 2.39. SECADOR DE SILICA GEL MONTADO EN UN TRANSFORMADOR**



#### **2.2.6.8. VALVULA PARA HACER VACIO**

Esta es una válvula que se encuentra localizada en la cubierta del transformador, a un costado del tanque, en su parte superior.

Normalmente es del tipo diafragma y a ella deberá conectarse el ducto para hacer vacío de la máquina de tratamiento de aceite. Esta válvula es de accionamiento manual mediante volante.

#### **2.2.6.9. VALVULA COMBINADA PARA DRENAJE, FILTRADO Y MUESTREO**

Esta es una válvula de diafragma que se encuentra localizada en la parte superior, a un costado del tanque. Dispone de una pequeña válvula para muestreo de aceite de la parte superior, similar a la descrita en la válvula combinada inferior en la figura 2.40.



**FIGURA 2.40. VALVULA PARA MUESTREO, FILTRADO Y DRENAJE DE ACEITE**

### **2.3 METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Existen opiniones que manifiestan que la primera clave en el mantenimiento preventivo de un transformador, es un análisis anual de su aceite. El propósito de lo anterior es señalar la condición del sistema de aislamiento del transformador para que se evite la



formación de lodos en el interior del mismo. Sin embargo, la ejecución de inspecciones periódicas de los componentes y parámetros de operación del transformador, en especial del aceite dieléctrico, será más saludable para la vida del equipo. Cabe destacar que, el mantenimiento y la inspección conllevan un trabajo peligroso, de ahí que, debe hacerse de antemano un programa que contenga los pasos a seguir para la realización de las inspecciones y/o mantenimiento, poniendo especial atención a la seguridad de las personas y del equipo.

Dentro de las inspecciones realizadas periódicamente al transformador, es muy importante que se registren las lecturas de los medidores instalados en él, ya que dichos datos son de mucha utilidad. Cuando las lecturas sean muy diferentes de las obtenidas en condiciones normales, es necesario realizar una cuidadosa verificación de las mismas. Adicionalmente, se debe prestar mucha atención a los fenómenos anormales tales como ruido, cambio de olor o de color, que pudieran detectarse a través de los sentidos.

A continuación se darán algunos puntos críticos que deben ser tomados en cuenta a la hora de realizar las inspecciones y/o mantenimiento del transformador.

### **1. Temperatura**

La temperatura del transformador está directamente relacionada con la vida de los materiales del sistema de aislamiento, por lo que es necesario que se le preste mucha atención.

En el caso de transformadores construidos de acuerdo con las normas ANSI (American National Standard Institute), la temperatura máxima permitida para el aceite es de 90°C y para el punto más caliente es de 110°C.

Las lecturas de la temperatura del aceite deberán ser regularmente registradas y comparadas con la carga del transformador. Los indicadores de temperatura máxima en los medidores de temperatura del transformador deberán ser regresados hasta la lectura de temperatura de operación al momento de la inspección, una vez que las lecturas hayan sido tomadas.



## 2. Nivel de aceite

El nivel de aceite tiene que ser siempre verificado desde el punto de vista del aislamiento y de la refrigeración. El nivel de aceite variará con la temperatura, por ende las lecturas de temperatura deberán ser consideradas cuando se tomen los datos del nivel de aceite. Cuando el nivel de aceite fluctúe notoriamente en relación con la temperatura, se debe detectar la causa para tomar un correctivo oportunamente.

Si los bushing son equipados con mirillas o poseen medidores de nivel de aceite, dicho nivel deberá ser revisado con el objeto de detectar fugas en el bushing.

## 3. Nivel de ruido

En algunos casos se puede percibir algún ruido anormal, cuando se está familiarizado con el sonido que el transformador produce durante la operación normal, lo cual puede ayudar a detectar alguna falla. Las siguientes son posibles causas de un ruido anormal del transformador:

- a) Resonancia del tanque y de los radiadores debida a cambios anormales en la frecuencia de la fuente de potencia.
- b) Un defecto en el mecanismo de ajuste del núcleo.
- c) Un defecto en la estructura central, es posible que se encuentren flojos los pernos de sujeción de las bridas.
- d) Aflojamiento de las piezas de anclaje.
- e) Ruido anormal por descarga estática, debido a partes metálicas carentes de tierra o de imperfección en la puesta a tierra.

Ya que un transformador no es necesariamente simétrico, no es lógico tomar una lectura del nivel de ruido de un transformador con ayuda de algún aparato para el efecto y llamar a esta lectura, el nivel de ruido del transformador.

Para obtener el nivel de ruido real de un transformador es necesario tomar varias lecturas alrededor del mismo y promediarlas, de manera que el resultado sea el nivel de ruido del transformador. Es recomendable que se consulten los siguientes



estándares con la finalidad de alcanzar mejores resultados a la hora obtener el nivel de ruido de un transformador: ANSI C57-12-90 o NEMA TRI-2-068-1954.

#### **4. Aflojamiento de las piezas de fijación y de las válvulas.**

Cuando encuentre los terminales de tierra flojos, desenergice el transformador y apriételos enseguida. Los pernos de los cimientos que estén sujetos a grandes cargas, deben ser reapretados firmemente para evitar el desplazamiento del transformador.

En algunos casos las válvulas se aflojan debido a vibraciones, apriételas nuevamente.

#### **5. Fugas de aceite**

Las fugas de aceite pueden ser causadas por el deterioro de alguna empaquetadura o por el mal posicionamiento de la misma; algunas tardaran en descubrirse, por ende, debe verificarse cuidadosamente las válvulas y los empaques.

#### **6. Presión de nitrógeno**

Para el caso de transformadores del tipo sellado, una lectura de cero en el medidor de presión/vacío por una extensión de tiempo dada, es una indicación de la existencia de alguna fuga en el sistema de sellado. El medidor de presión/vacío siempre debe mostrar una presión positiva (mayor a 2 psi).

Humedad y contaminantes pueden ingresar al transformador si desarrolla un vacío en él.

#### **7. Ventiladores**

Los ventiladores deberán ser accionados de forma manual para asegurar que todas las unidades están operando satisfactoriamente.

#### **8. Respiradores de Silica Gel.**

Si el transformador está provisto de un respirador de Silica gel, el respirador deberá ser revisado con el objeto de detectar si existe una decoloración (de azul a rosado o blanco) en él, la cual será indicativa de una saturación de humedad y contaminantes en el respirador.



## 9. Superficie del tanque.

Es muy importante detectar la presencia de herrumbre y corrosión en la superficie del tanque del transformador. La presencia de manchas de aceite serán consideradas sinónimo de existencia de fugas hasta que se demuestre lo contrario.

Las aletas de los radiadores deberán ser revisadas con la finalidad de detectar algún defecto.

### 2.3.1 MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL ACEITE

Los métodos para juzgar el deterioro de un aceite dieléctrico son aquellos que miden el grado de oxidación, la densidad relativa, la tensión interfacial, el factor de potencia y la rigidez dieléctrica.

La ASTM posee un listado que contiene 33 pruebas realizables a los aceites dieléctricos. Sin embargo, las 9 pruebas más útiles para diagnosticar el estado de un transformador y de su aceite dieléctrico son:

- Rigidez dieléctrica (D877-D1816)
- Número de neutralización (D974)
- Tensión interfacial (D971-D2285)
- Color (D1500)
- Contenido de agua (D1533)
- Densidad relativa (D1298)
- Factor de potencia (D924)
- Inspección visual (D1524)
- Cromatografía de gases (D3612)

Cuando se practica un monitoreo anual del aceite basado en las anteriores pruebas, la presencia de contaminantes polares es detectada mucho antes de que se formen lodos. Si no se realiza este monitoreo, los lodos se depositarán en el aislamiento sin ser detectados y se reducirá la vida del sistema de aislamiento.

### 2.3.2 MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS BUSHING

Existen algunas actividades que deben tomarse en cuenta a la hora de la realización del mantenimiento o de las inspecciones periódicas a los bushing, tanto de alta como



de baja tensión, del transformador. Dichas actividades deberán ser realizadas periódicamente de una manera efectiva, ya que es la única manera que permite determinar cuando el aislador constituye un riesgo para la continuidad del servicio. Las actividades que deben realizarse durante los mantenimientos o durante las inspecciones de los bushing son las siguientes:

- Revisión de la temperatura de los terminales de los bushing, ya que podría existir sobrecalentamiento en este punto si los aprietes no están firmemente ajustados.
- Limpieza de completa. Cuando haya mucho polvo o cualquier otra impureza ambiental se debe efectuar una limpieza del bushing con agua, amoniaco, tetracloruro de carbono o ácido hidroclicórico diluido 40 o más veces en agua. Cuando se empleen soluciones químicas para la limpieza de los bushing, deberá tenerse cuidado de no tocar ninguna parte metálica con ellas; adicionalmente después de la limpieza, las partes de porcelana deben neutralizarse con agua que contenga bicarbonato de sodio en una proporción de 30 gramos por litro. La limpieza de los bushing se la realizara solo si el transformador se encuentra desenergizado.
- Verificación de la existencia de daños menores, chisporroteos o fisuras. En el primer caso se tendría expuesta al medio ambiente la parte áspera de la porcelana, por lo que deberá sellarse dicha parte con algún barniz con el objeto de evitar el ingreso de humedad. En el caso de fisuras, el pasatapa deberá ser repuesto por otro. Para el caso del chisporroteo es necesario realizarle pruebas de factor de potencia y resistencia de aislamiento. Si los valores obtenidos son deficientes, deberá preverse el cambio del pasatapa.
- Inspección completa del pasatapa con el objeto de detectar la presencia de fugas de aceite. Si existiese fuga por los empaques de apriete, ajústelos o cámbielos. Si los pasatapa son del tipo inmerso en aceite y si existe fuga de dicho aceite, informe al fabricante.
- Evaluación del estado del aislamiento. Los métodos para detectar el deterioro del aislamiento son la medición de la resistencia de aislamiento y el factor de potencia del aislamiento. La medición de la resistencia de aislamiento y del factor de potencia del





aislamiento de los bushing no es sencilla, ya que el pasatapa y los devanados deben independizarse para el efecto; no obstante la medición deberá realizarse lo mejor posible.

### **2.3.3 MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL SISTEMA DE VENTILACION.**

El sistema de ventilación es la parte más importante en el funcionamiento diario normal de un transformador. Es necesario tener un cuidado especial en su inspección y mantenimiento, ya que, cualquier anomalía puede reducir la vida útil del transformador o causar defectos serios.

Verifique la existencia de fuga de aceite en los tubos colectores o en las aletas de los radiadores. Revise el estado de la pintura; realice una limpieza del polvo y suciedad que se acumula en ellos, especialmente en la zona de unión entre las aletas y los tubos colectores. La limpieza de dicha suciedad es muy importante, ya que esta resta eficiencia a la acción del radiador y con el tiempo puede dar origen a un proceso de oxidación del metal. Si los radiadores son del tipo desmontable, verifique que las válvulas se abran correctamente.

Para el caso de los ventiladores y bombas de circulación se recomienda revisar: temperatura, vibración, ruido, falta de fijación, oxidación y estado de la pintura. Es recomendable también, que una vez al año se desmonte los rodamientos del motor que los acciona y reemplazar la grasa vieja; paralelamente a lo anterior se deberá realizar también una prueba de resistencia del aislamiento de dicho motor.

Si se perciben ruidos inusuales diferentes a los de operación normal de estos equipos, deberán ser desmontados y sujetos a revisión.

### **2.3.4 MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS MEDIDORES DE TEMPERATURA.**

Es muy importante que se verifique la temperatura del transformador cuando se encuentra en servicio, ya que ello es indicativo de las condiciones de funcionamiento. Por tanto, deberá revisarse y mantenerse en buen estado los medidores de temperatura, de manera que sea confiable la lectura que están proporcionando.



La mayoría de los transformadores modernos poseen medidores de temperatura tipo reloj, el cual es un tipo de medidor de presión con un bulbo de Bourdon que contiene un líquido o un gas especial sellado y conectado con un tubo muy fino. Dicho tubo mueve la aguja por expansión o contracción del fluido. Después de muchos años de uso, el bulbo se desgasta, al igual que el piñón y el soporte, por lo que pueden darse indicaciones de temperatura erróneas. Es recomendable que se verifique la lectura de temperatura con un termómetro de mercurio confiable.

Para comprobar la calibración del termómetro es necesario desmontarlo del transformador. Una vez desmontado, coloque el bulbo en agua hirviendo (100°C) o en un baño de agua con temperatura homogénea y utilizando un termómetro de mercurio confiable para comparar la temperatura obtenida, mida las temperaturas en ambos termómetros después de 15 minutos de haber colocado el bulbo en el agua. Si fuese necesario ajustar la aguja, gire con cuidado el tornillo de la misma y ajústela.

Si el error es superior a 5°C es recomendable contactar al proveedor o al fabricante del termómetro.

Si el cristal de protección está empañado por la humedad que penetra, quite la tapa del cristal y cambie el empaque.

### **2.3.5 MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS MEDIDORES DE NIVEL DE ACEITE.**

El medidor de nivel de aceite requiere el mismo cuidado que cualquier instrumento ordinario. Además, como un indicador con flotador metálico, requiere atención cuando hay una indicación incorrecta debida a la penetración de aceite al flotador causada por vibraciones o por un funcionamiento durante un tiempo largo.

Para realizar una revisión del medidor, retire el mecanismo exterior del medidor sin necesidad de reducir el nivel de aceite. Luego de haber removido la parte exterior del medidor, sostenga un imán en la parte posterior del mecanismo y hágalo rotar; si el dial indicador no se mueve junto con la rotación del imán, podría existir un mal funcionamiento del medidor. Realice una revisión del mismo o en el peor de los casos reemplácelo.



Es posible que exista un circuito de control que haga sonar una alarma o produzca la desconexión del transformador cuando el nivel de aceite se encuentra por debajo de un nivel predeterminado. Dicho circuito, deberá ser probado con un ohmiómetro con el objeto de determinar su estado. Además, los circuitos de alarma y desconexión deberán ser probados manualmente para ver si las respuestas de alarma y desconexión son obtenidas.

### **2.3.6 MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL RELE BUCHHOLZ.**

El mantenimiento del Relé Buchholz deberá realizarse siempre que el transformador se encuentre desenergizado. Al efectuarse el mantenimiento deberá verificarse el correcto funcionamiento de los flotadores y controlar el nivel de aceite.

Con el objeto de comprobar el correcto funcionamiento de los flotadores, se bombea aire por la válvula de evacuación de gases, ya sea por medio de una manguera con aire comprimido o con una bomba de aire de bicicleta.

La acción anterior se la realiza con la finalidad de bajar el nivel de aceite en el relé, el cual puede ser controlado por medio de las mirillas que posee el relé para el efecto. Al enviar lentamente aire al interior del relé el flotador superior o de alarma descende, debiéndose en este momento activar el circuito de alarma. Una vez terminada la comprobación se deberá dejar escapar el aire del relé Buchholz y luego cerrar la válvula de evacuación.

El flotador inferior y el circuito de desconexión no pueden ser probados mediante la inyección de aire a presión al relé. En algunos relés se provee de una varilla que permite activar ambos flotadores hasta que el circuito de disparo sea activado. De ser posible verifique que el interruptor de protección opere al realizarse esta acción.

### **2.3.7 MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LA VALVULA DE SOBREPRESION.**

El mantenimiento que se le efectúa a la válvula de sobrepresión es el cambio del diafragma de vidrio. En el caso de que este se rompiera accidentalmente o por un aumento de presión en el transformador, deberá ser cambiado inmediatamente con otro



del mismo espesor y de las mismas dimensiones, ya que un diafragma dañado permite el ingreso de oxígeno y humedad al transformador.

Para saber si la válvula se ha activado, observe si un indicador color amarillo o azul se encuentra alrededor de 2 pulgadas sobre el nivel de la parte superior de la válvula de sobrepresión.

Cada 3 a 5 años deberá realizarse una revisión alrededor de la válvula de sobrepresión. Si se observan manchas de aceite en la periferia de la misma, la empaquetadura de la válvula deberá ser reemplazada.

### **2.3.8 MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL TANQUE.**

Ya que el mantenimiento que requiere el tanque del transformador es escaso, comparado con las otras partes que lo constituyen, cada vez que se encuentre desenergizado deberá hacerse las siguientes actividades:

- Revisión de las uniones que tienen empaquetaduras en sus juntas con la finalidad de observar si no existen fugas de aceite en ellas. En caso de fuga, los pernos de ajuste deberán ser reapretados o en el peor de los casos las empaquetaduras deberán ser reemplazadas.
- Verificación de la limpieza y ajuste de los puntos de puesta a tierra del tanque.
- Revisión del estado de la pintura del tanque en toda su superficie, especialmente en las esquinas, cordones de soldadura y en los bordes expuestos de los empaques.

De encontrarse anomalías con respecto a la pintura, deberá planificarse en la próxima parada del equipo la corrección de dichas anomalías.

### **2.3.9 MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL RESPIRADOR DE SILICA GEL.**

El único mantenimiento que requiere el respirador de Silica gel, una vez que se ha detectado un cambio en su coloración, es la regeneración de la Silica gel, donde se eliminará la humedad absorbida por ella. Para regenerarla, coloque la Silica en una cubeta o en una charola limpia y agítela mientras se calienta a una temperatura de 100 a 140°C. Continúe el calentamiento hasta que el color cambie de rosado a azul.



Adicionalmente a lo anterior, deberá revisarse que la empaquetadura existente entre el recipiente y las partes metálicas de fijación del respirador estén en buen estado y correctamente sujetas, de manera que se evite que el transformador tenga una fuente de aire que no sea la de la parte inferior del recipiente del respirador.

### **2.3.10 MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL CAMBIADOR DE TAPS**

Como existen dos tipos de cambiador de taps, uno sin tensión y otro bajo carga. El mantenimiento que requiere el cambiador de taps sin tensión es mínimo, por no decir que es prácticamente nulo. Sin embargo, es recomendable que cada vez que se realice un mantenimiento preventivo general del transformador se verifique su correcto funcionamiento.

Los factores principales que determinan cuando se le debe realizar mantenimiento al cambiador de taps bajo carga son: el número de operaciones del cambiador y la magnitud de la corriente de carga a la que está sometido.

El aceite contenido en los compartimentos del cambiador de taps bajo carga deberá ser revisado cada año. Si la rigidez dieléctrica de dicho aceite se encuentra por debajo de los 22 KV, deberá ser regenerado o cambiado por uno nuevo. Cuando el aceite sea retirado para realizar una inspección o un mantenimiento al cambiador, es recomendable que se tomen las siguientes precauciones:

1. Este seguro de que los tanques donde se va a colocar el aceite estén limpios y secos.
2. Este seguro de que el aceite ha sido regenerado antes del ingreso a los compartimentos del cambiador.
3. Revise que, previo al ingreso del aceite, el mismo esté libre de partículas de carbón y que los compartimentos estén limpios.
4. Luego de que se haya llenado el cambiador con aceite y antes de la energización del transformador, realice una prueba de rigidez dieléctrica al aceite. Los resultados deberán ser superiores a 28 KV.



5. El cambiador de taps no deberá ser energizado si la rigidez dieléctrica del aceite está por debajo de los 22 KV, o, 26 KV para las unidades que operan en voltajes extra altos.

Dentro del mantenimiento deberá también revisarse los contactos de derivación que no tengan picaduras; en el caso de haberlas, estas deberán ser cepilladas para garantizar un buen contacto y una buena conducción.

Así mismo deberán ser revisados los ejes de accionamiento mecánico y los topes de fin de carrera del motor del equipo.

### **2.3.11 PRUEBAS ADICIONALES DENTRO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.**

Existen algunas pruebas adicionales que deberán realizarse durante el mantenimiento preventivo del transformador. Dichas pruebas deberán ser realizadas con los equipos adecuados para el efecto y con el personal calificado para el trabajo. Las pruebas son las siguientes:

- Prueba de resistencia de aislamiento
- Prueba de resistencia DC de devanados
- Prueba de relación de transformación
- Prueba de factor de potencia del aislamiento
- Prueba de corriente de excitación
- Prueba de núcleo a tierra

Las inspecciones y pruebas que deben realizarse periódicamente dentro del mantenimiento preventivo de un transformador de potencia en aceite.

### **2.4 CRONOGRAMA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Con base en las pruebas de campo que se realizan al equipo, el personal responsable del mantenimiento, tiene los argumentos suficientes para tomar la decisión de energizar o retirar de servicio un equipo que requiera mantenimiento.

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



- a) Archivo histórico, análisis de resultados y tendencias obtenidas en inspecciones y pruebas.
- b) Las condiciones operativas de los equipos y las recomendaciones de los fabricantes.
- c) Establecer las necesidades de mantenimiento, refacciones y herramienta especial requerida para cada equipo.
- d) Formular las actividades de los programas de mantenimiento.
- e) Determinar actividades con prioridad de mantenimiento para cada equipo en particular.
- f) Contar con personal especializado y competente para realizar las actividades de mantenimiento al equipo y establecer métodos para su control.

Con el fin de tener un control efectivo y un medio que garantice datos precisos y confiables tanto de los resultados obtenidos, es conveniente el empleo de formas o de registros que contengan datos específicos de cada transformador.

El aspecto de periodicidad para la atención de los equipos y los dispositivos que conforman al transformador de potencia, es un concepto que ha venido variando significativamente con el tiempo; producto principalmente del continuo desarrollo tecnológico alcanzado tanto en el diseño y fabricación de tales componentes, como en la implementación de nuevas y mejores técnicas de prueba, verificación, supervisión, monitoreo y diagnóstico.

No obstante lo anterior, y con el único propósito de establecer una referencia o guía práctica, dirigida sobre todo hacia aquel personal técnico que se inicia en estas actividades del mantenimiento a Transformadores de Potencia, a continuación se muestran programas de mantenimiento preventivo según la periodicidad que lo requiera cada equipo que compone al transformador de potencia.

#### **2.4.1 GUÍA DE INSPECCIÓN SEMANAL.**

Para una inspección semanal es necesario comprobar y reportar la corriente de carga y corriente de excitación comparada con su corriente nominal del transformador, la temperatura máxima y la relación de transformación.



Las partes que se deben chequear cada semana en un transformador son:

- **TERMÓMETRO.-** Es necesario comprobar y reportar el valor que marca el indicador rojo de temperatura (se debe comparar con la temperatura nominal) con un imán regresar el indicador para que pueda volver a operar.
- **INDICADORES DE NIVEL DEL FLUJO DE TEMPERATURA.-** Se debe chequear su funcionamiento y anotar sus resultados (se debe comparar con los valores nominales).
- **RADIADOR.-** Se debe comprobar y reportar su operación si la parte superior está caliente y la inferior más fría, está trabajando bien.

#### **2.4.2 GUÍA DE INSPECCIÓN MENSUAL.**

Para una inspección mensual es necesario comprobar y reportar las partes siguientes:

- **INDICADORES DE NIVEL DE FLUJO, TERMÓMETROS E INDICADORES DE FLUJO.-** chequear y reportar su estado
- **ALARMAS POR NIVEL, FLUJO Y TEMPERATURA, VENTILADORES Y BOMBAS.-** Comprobar y reportar su estado y su funcionamiento.
- **TANQUE CONSERVADOR INDICADOR DE NIVEL E INSTRUMENTOS DE MEDICION.-** Verificar y reportar su estado, a si mismo reportar si existen fugas.
- **CONEXIONES ELECTRICAS EXTERIORES.-** Chequear y reportar si hay señales de calentamiento.
- **TABLERO DE CONEXIONES DEL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN.-** Limpiar con aire comprimido seco, observar si no hay señales de calentamiento en las terminales (apretar tornillería si es necesario)

#### **2.4.3 GUÍA DE INSPECCIÓN SEMESTRAL.**

Para una inspección semestral es necesario comprobar y reportar las partes siguientes:

##### **ACEITE O LÍQUIDO DIELECTRICO.-**

Ejecutar las siguientes pruebas al aceite y reportar los resultados.

- a) Color de aceite (normal u oxidado).
- b) Materias de suspensión o sedimentos.





- c) Contenido de agua.
- d) Tensión superficial.
- e) Acidez
- f) Rigidez dieléctrica (Kv de ruptura).
- g) Conclusiones sobre el estado de aceite.

#### **AISLAMIENTO.-**

Ejecutar las siguientes pruebas al aislamiento y reportar resultados.

- a) Resistencia de aislamiento entre las bobinas de alta tensión contra las de baja tensión y tierra.
- b) Resistencia de aislamiento entre las bobinas de baja tensión contra las de alta tensión y tierra.
- c) Chequear y reportar si la estructura metálica del Transformador y el tanque se encuentran conectados firmemente a tierra.
- d) Chequear y reportar si el neutro del transformador está conectado firmemente a tierra.

Para comprobar las conexiones a tierra se hace lo siguiente:

- a) Asegurarse que la zapata del cable a tierra este conectada correctamente y en buen estado, evitando así falsos contactos.
- b) Mantener la humedad de las tierras y verificar la continuidad del cable.

**SISTEMA DE PROTECCIÓN.-** Comprobar que las protecciones del transformador (relevadores de sobre carga, diferenciales, temperatura de presión de gas de flujo, etc.) funcionan correctamente desconectando el transformador oportunamente.

**BOQUILLAS TERMINALES APARTARRAYOS AISLADORES.-** Chequear y reportar su estado limpieza (cumpliendo requisitos de seguridad necesarios, desenergizar, aterrizar, etc.)

**VALVULA DE ALIVIO CONTRA SOBRE PRESIÓN.-** Revisar el diagrama de la válvula de alivio, cuando no hay tanque conservador.

#### **2.4.4 GUÍA DE INSPECCIÓN ANUAL.**

Este programa debe ejecutarse en conjunto con el programa semestral.



Para una inspección anual es necesario comprobar y reportar las partes siguientes:

**RELEVADOR SOBRE PRESIÓN.-** Realizar lo siguiente:

- a) Chequear el estado físico de las conexiones con el sistema de alarma y de disparo.
- b) Comprobar el funcionamiento de relevador en base a sus respuestas de alarma y disparo.

**PARARRAYOS.-** Cuando se tengan manifestaciones de falta de protección de transitorios, si las tierras son buenas, habrá que reponer los pararrayos

**CUERNOS DE ARQUEO.-** Verificar su sujeción, estado y distancia entre ellos (corregir o reponer si es necesario).

#### **2.4.5. GUÍA DE INSPECCIÓN A 3 AÑOS.**

Este programa debe de ejecutarse aun mismo tiempo con el programa semestral y anual correspondiente, y siempre cuando sea crítico cuales quiera de los valores de:

- a) Estado de aceite.
- b) Estado de aislamiento.
- c) Humedad.
- d) Vibración y ruido magnético.

Para una inspección a 3 años es necesario comprobar y reportar las partes siguientes:

**ACEITE O LÍQUIDO DIELECTRICO.-** Si el valor de rigidez y el estado de aceite o líquido dieléctrico son críticos, es preciso cambiarlo, registrando:

- a) Datos del aceite o líquido dieléctrico que tenía el transformador y con el que quedo (marca, nombre, clase, número y características, química del aceite).
- b) El valor de rigidez dieléctrico del nuevo aceite.
- c) El valor de rigidez dieléctrica del aceite desechado.
- d) Así mismo las características químicas que pudieron ocasionar la disminución del valor de rigidez.

NOTA: Antes de poner en servicio el transformador, asegúrese que la llave que conecta el tanque con el conservador, este abierta.

**DEVANADOS.-** Verificar y reportar de los devanados lo siguiente:

- a) Estado físico de aislamiento y depósito de sedimento sobre los mismos.
- b) Estado de los conectores y conductores de los devanados.
- c) Estado de aislamiento sólido, chaquetas, separadores, etc.



- d) Estado de vapor de agua en el aire (este último se realiza conforme a la prueba de punto de rocío).

NOTA: Reparar y/o poner lo necesario.

**NUCLEO Y TANQUE.-** Chequear reportar y/o reponer si es necesario lo siguiente:

- Estado del laminado (perdida de aislamiento, floja, chispeada, rota u oxidada).
- Revisar el estado interior de los radiadores y reportar (oxidación, sedimentos, fractura y/o repararse si es necesario, revisar, reportar).
- Revisar y reportar (si están obstruidos), reparar y/o reponerlos ductos de circulación de aceite y aire.

**BOQUILLAS (BUSHING) TERMINALES Y RECONECTORES.-** Reportar y/o reponer si es necesario lo siguiente:

- Revisar el estado de las boquillas auxiliares del interior del transformador.
- Boquilla de aceite o baja tensión reportar su estado, si es necesario cambiar registrar la causa y las características principales de las nuevas boquillas.
- Estado de conectores (reparar y/o reponer si es necesario)

**CAMBIADOR DE DERIVACIONES (TAPS).-** Reportar lo siguiente:

- Reportar estado de cambiador (reparar o reponer si es necesario).
- Reportar si se hicieron cambios en el cambiador de derivación e indicar cuales fueron así como los valores de los voltajes resultantes

**TANQUE.-** Se debe realizar si es necesario lo siguiente:

- Eliminar fugas (de existir)
- Limpiar exteriormente.
- Pintar con pintura especial contra oxidación

## **2.5 EQUIPOS A UTILIZAR EN LAS PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y NORMAS A SEGUIR**

### **2.5.1.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (IEEE C57.12.90)**

El Megger o Megóhmetro, es un instrumento con el cual se realiza el análisis del aislamiento de un cable o de un devanado de un transformador o de un motor para conocer la existencia de corrientes de fuga a través del aislamiento medido. El Megger



es un generador de Corriente continua el cual Normalmente tiene 2 cables (en algunos casos 3), los cuales son de color Rojo (+) y Negro (-), el tercero es GND y de color verde.

El funcionamiento consiste en aplicar al Megger un Voltaje entre el cable y su aislamiento entre el devanado del transformador y su cuba o entre los devanados del transformador con el fin de evaluar el estado de su aislamiento.

El Megger funciona bajo el principio de la ley de ohm ya que al aplicar una tensión de CC a un devanado se obtiene una corriente y por ende la resistencia medida será Volts/Amperes. Como se esperan corrientes de fuga del orden de micro amperes la medida se da en Megaohms (Ohms x 1000000), Gigaohms (Ohms x 1000000000).

La figura 2.41 muestra el diagrama elemental de conexiones del Megger, donde el devanado bajo prueba puede ser cualquiera de los ya mencionados antes



**FIGURA 2.41 EQUIPO MEGGER**

### **2.5.2. MEDICION DE PUNTO DE ROCIO.**

El medidor de punto de rocío Alnor, se usa para determinar el punto de rocío de una mezcla de gas-vapor de agua. Cuando una mezcla de gas-vapor de agua se enfría, hay una temperatura a la cual el agua empezará a condensarse; por definición esta temperatura es conocida como punto de rocío.

La compañía Alnor fabrica tres tipos diferentes de instrumento para la medición del punto de rocío; para nuestro caso el más adecuado es el tipo No. 7000 U de 115 V A.C. 50/60 Hz o 7.5 V D.C., para operarlo con baterías.

La evaporación de la humedad en la ampolleta de un termómetro (se usan dos) baja la lectura de éste en relación con el otro termómetro, el cual indica la temperatura ambiente



(real) del cuarto. Las temperaturas se comparan y luego se transforman en humedad relativa.

### 2.5.3 RELACION DE TRANSFORMACIÓN (TTR).

El medidor de relación de vueltas, Transformer Turn Ratio (T.T.R.) sirve para medir la relación de transformación y polaridad del transformador, que opera bajo el principio de que cuando dos transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad, y se excitan en paralelo, con la más pequeña diferencia en la relación de alguno de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos relativamente alta.

El equipo para medición de relación de transformación figura 2.42, está formado básicamente; por un transformador de referencia con relación ajustable desde “0” hasta “130”, una fuente de excitación de corriente alterna, un galvanómetro detector de cero corriente, un voltímetro, un amperímetro y un juego de terminales de prueba, contenidos en una caja metálica o de fibra de plástico. Para relaciones de transformación mayores de 130, a este equipo se le acoplan transformadores auxiliares. En la actualidad, los TTR se dividen en dos grupos: monofásicos y trifásicos.

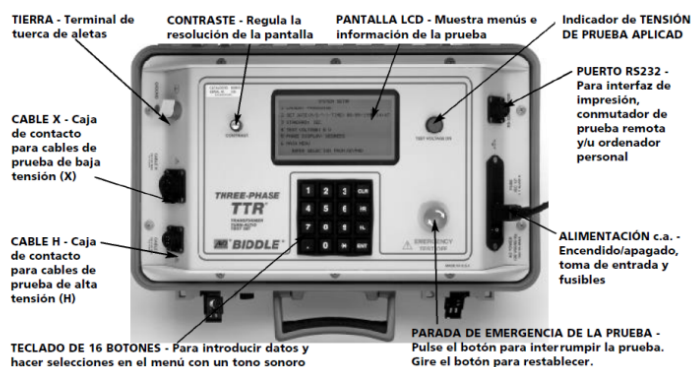
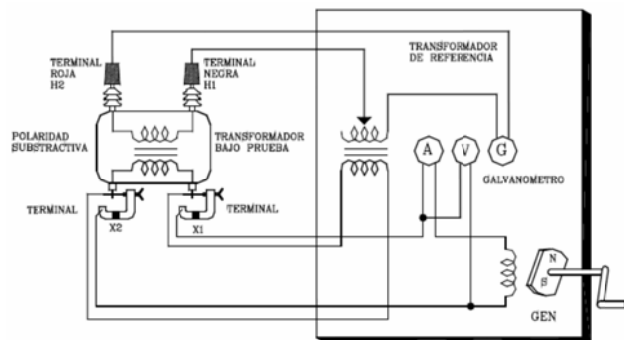


FIGURA 2.42 EQUIPO TTR AVO

Algunos fabricantes ofrecen TTR monofásicos que son capaces de medir por fase la relación de vueltas, corriente de excitación, desviación de fase, resistencia de los enrollamientos "X" & "H" y polaridad de la conexión de los enrollamientos "X" & "H" de transformadores de distribución y corriente, así como también de reguladores de tensión.



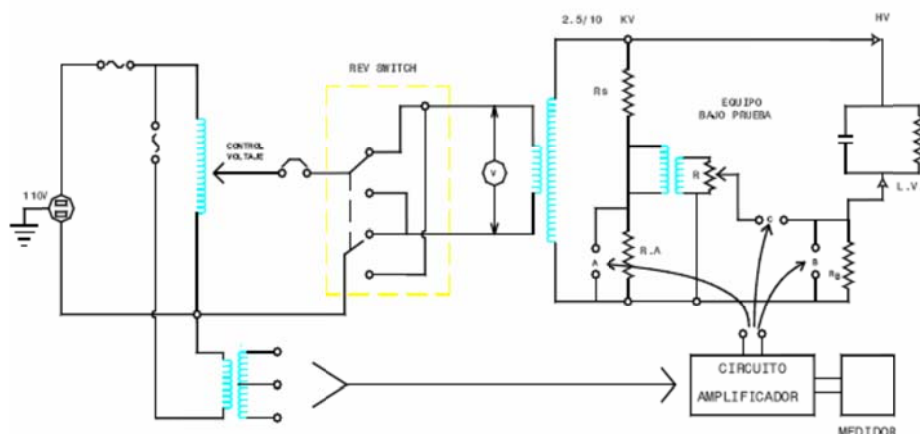
Asimismo, los TTR trifásicos automáticos están diseñados para medir la relación entre el número de espiras del secundario y del primario en forma simultánea en las tres fases de transformadores de potencia, instrumentación y distribución en subestaciones o fábricas en la figura 2.43 diagrama de un TTR.



**FIGURA 2.43 TRANSFORMER TURN RATIO (T.T.R.)  
 RELACION DE TRANSFORMACION**

### 2.5.4 PRUEBA AISLAMIENTO FACTOR DE POTENCIA

El equipo de prueba de aislamiento F.P. mide la corriente de carga y Watts de pérdida, en donde el factor de potencia, capacitancia y resistencia de corriente alterna pueden ser fácilmente calculados para una tensión de prueba dado como se ve en la figura circuito simplificado del medidor de factor de potencia.



**FIGURA 2.44 CIRCUITO SIMPLIFICADO DEL MEDIDOR DE FACTOR DE  
 POTENCIA**



**FIGURA 2.45 PANEL DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE UN MEDIDOR DE F.P. DE 10 KV**

### **2.5.5 ANÁLISIS DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA.(ASTM D-1816 Y D-877.)**

El voltaje asociado con la rigidez dieléctrica, es una medida importante de los esfuerzos dieléctricos que el aceite dieléctrico podrá soportar sin que llegue a fallar. Se mide mediante la aplicación de un determinado voltaje entre dos electrodos bajo condiciones prescritas por el Std ASTM .También sirve como una indicación de la presencia de contaminantes particularmente la humedad y demás elementos sólidos y semisólidos.



**FIGURA 2.46 EQUIPO DE RIGIDES DIELECTRICA**

La realización de los ensayos deberá realizarse en estricto apego a los estándares .El Std. ASTM D- 877, especifica una cuba de pruebas equipado con electrodos planos espaciados 0.001 de pulgada .ASTM D-1816 especifica una cuba de pruebas equipado con electrodos esféricos espaciados entre sí 0.008 de pulgada como se ve en la figura 2.46. Este método exige agitación y es muy sensitivo a pequeñas cantidades de



contaminares y primariamente se debiera usar en aceites nuevos y usados cuando se requiere de una mayor precisión en los resultados.

#### **2.5.6 ANÁLISIS DE LA TENSIÓN INTERFACIAL. (ASTM D-971.)**

La tensión interfacial entre el aceite aislante y el agua, es una medida de la fuerza de atracción molecular entre las moléculas y se expresa en dinas por cm. La prueba proporciona un medio de detectar contaminantes polares solubles y productos de deterioro figura 2.47.

Los contaminantes solubles y los productos de degradación del aceite, generalmente producen una baja tensión interfacial.

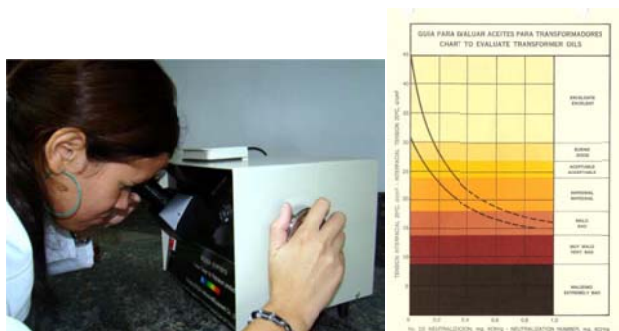


**FIGURA 2.47 EQUIPO DE TENSION INTERFACIAL**

#### **2.5.7 ANÁLISIS DEL COLOR EN EL ACEITE (ASTM D 1500)**

El significado primario del color es la de observar una tasa de cambio a lo largo del tiempo en un transformador. Obscurecimientos del aceite en un período de tiempo, indica tanto la contaminación como el deterioro del aceite. Un color oscuro, sin haber cambios significativos en el numero de neutralización ó de la viscosidad, usualmente indican contaminación con materiales extraños. El color de un aceite aislante, es determinada mediante una luz transmitida y se expresa mediante un valor numérico comparado contra valores estándares en una tabla circular contenida dentro del equipo figura 2.48.





**FIGURA 2.48 ANALISIS DE COLOR DE ACEITE**

### **2.5.8 ANÁLISIS DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA.(ASTM D-1298.)**

La gravedad específica de un aceite aislante, es la relación de los pesos a igual volumen de aceite y agua a 60 °F .La gravedad específica es pertinente para confirmar las características del aceite usado versus el nuevo.

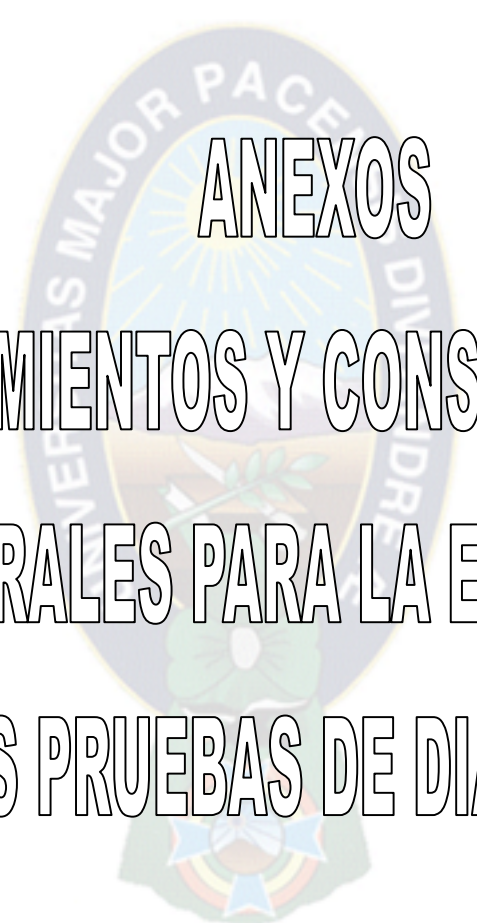
### **2.5.9 ANÁLISIS DE LA VISCOSIDAD. (ASTM D-83.)**

La viscosidad del aceite aislante, es la resistencia a un flujo continuo sin turbulencias, inercia y otras fuerzas. Se mide usualmente mediante la medición del tiempo del flujo de una dad cantidad de aceite bajo condiciones controladas. Un acentuado crecimiento de la viscosidad acompañada de un incremento del número de neutralización y bajo un color obscuro, puede indicar un deterioro del aceite así como un efecto acentuado de la oxidación.

### **2.5.10 FACTOR DE POTENCIA DEL LIQUIDO (FACTOR DE DISIPACIÓN) (ASTM D 924)**

El factor de potencia del líquido es una prueba excelente para monitorear el aceite del transformador en servicio. Esta prueba es útil para evaluar el aceite nuevo ofrecido de un proveedor y para evaluar el aceite nuevo instalado en el equipo. Mientras que el aceite está en servicio, existen ciertas condiciones que degradan el aceite, lo cual se evidencia en modificaciones en los resultados del factor de potencia del líquido figura 2.49.

Cuando un líquido dieléctrico como el aceite del transformador se somete a campos de comente alterna (CA), se producen pérdidas dieléctricas que causan dos efectos. La corriente resultante se desfasa ligeramente debido al campo de CA aplicado y la energía de las pérdidas se disipa en forma de calor.



ANEXOS  
PROCEDIMIENTOS Y CONSIDERACIONES  
GENERALES PARA LA EJECUCION  
DE LAS PRUEBAS DE DIAGNOSTICO



## ANEXO A

### PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA

#### A.1. Métodos recomendados

Para la ejecución de la prueba de rigidez dieléctrica de un aceite dieléctrico, las normas ASTM poseen dos métodos dados a continuación:

- **Método D-877.** Este método emplea una cuba con dos electrodos de disco plano, espaciados entre sí una distancia de 0.1" y con una tasa de crecimiento de voltaje de 3 KV/seg.

- **Método D-1816.** Este método emplea una cuba con dos electrodos semiesféricos, espaciados entre sí una distancia de 0.04" o 0.08" y con una tasa de crecimiento de 0.5 KV/seg.

Las especificaciones de estos métodos con respecto a los electrodos pueden verse en las normas ASTM, figura A.1 en el volumen con título "Electrical Insulating Liquids and Gases; Electrical Protective Equipment.

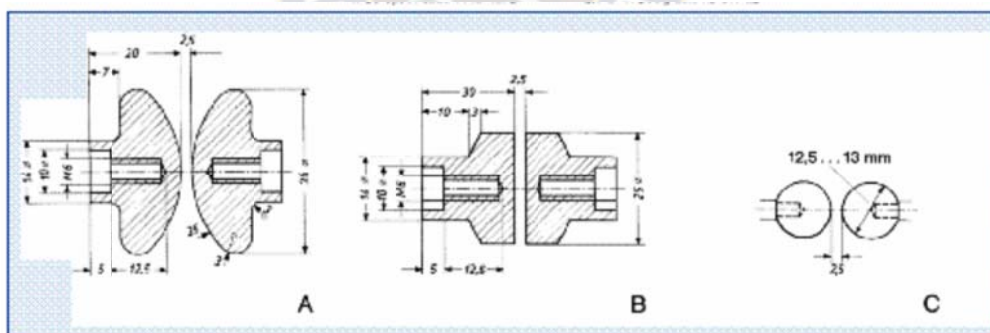


Fig.A.1 Dimensiones de diferentes formas de electrodos (cotas en mm)

- A: electrodo VDE
- B: electrodo ASTM
- C: electrodo BS

#### A.2. Equipo empleado

Para la ejecución de esta prueba se puede utilizar cualquier Medidor de Rigidez dieléctrica cuyos principales (transformador, equipo de componentes interrupción, voltímetro y cuba) cumplan con los requerimientos de los métodos antes citados.

## REPORTE DE ENSAYO DE BUSHING'S

FECHA DEL ENSAYO: -

### DATOS DE ENSAYO

TEMP. AMBIENTE [°C] °C  
 TEMP. ACEITE [°C] °C

TIEMPO: DESPEJADO  
 HUMEDAD RELATIVA: %

### DATOS DEL TRANSFORMADOR

MARCA: POTENCIA: N° Serie:  
 TENSION: CONEXIÓN: REFRIG:  
 PROPIEDAD DE: PRUEBA REALIZADA EN: N° Cia:

### DATOS DE LOS BUSHING

MARCA: Vn: AÑO DE FABRIC.  
 BIL: In: PROCEDENCIA:  
 CAPACITANCIA DE C1 (pF) (H1-H2-H3) FACTOR DE POTENCIA C1 TAN (%) (H1-H2-H3)  
 Fase H1: Fase H2: Fase H3: Fase H1: Fase H2: Fase H3:  
 CAPACITANCIA DE C2 (pF) FACTOR DE POTENCIA C2 TAN (%)  
 Fase H1: Fase H2: Fase H3: Fase H1: Fase H2: Fase H3:

### FACTOR DE POTENCIA Y CAPACITANCIA C1/C2

Prueba Nro.	Lado de:	Modo de Prueba	Bushing		Tensión Prueba [kV]	Capacitancia [pF]	Factor de potencia [%]			Corriente [mA]	Perdidas [ W ] Equiv. 10 kV Equiv. 2.5 kV	Estado de la aislación
			Fases	Aislación Medida			Factor	Medido [ % ]	a 20 °C [ % ]			
1	A.T.	UST	U	C <sub>1</sub>	10			0,00	-	-		
2		GST GUARD		C <sub>2</sub>	1			0,00	-	-		
3		UST	V	C <sub>1</sub>	10			0,00	-	-		
4		GST GUARD		C <sub>2</sub>	1			0,00	-	-		
5		UST	W	C <sub>1</sub>	10			0,00	-	-		
6		GST GUARD		C <sub>2</sub>	1			0,00	-	-		

Referencias: B: Bueno D: Deteriorado I: Investigue M: Malo

### PRUEBAS DE COLLAR CALIENTE

Prueba Nro.	Lado de:	Modo de Prueba	Bushing		Tensión Prueba [kV]	Capacitancia [pF]	Factor de potencia [%]			Corriente [mA]	Perdidas [ W ] Equiv. 10 kV Equiv. 2.5 kV	Estado de la aislación
			Fase	N° serie			Factor	Medido [ % ]	a 20 °C [ % ]			
1	A.T.	GST GND	U		10	-	-	-	-	-		
2		GST GND	V		10	-	-	-	-	-		
3		GST GND	W		10	-	-	-	-	-		

### PRUEBAS A PARARRAYOS AT

AÑO: Vn Vc CLASE  
 Marca I Limitador de presión

Prueba Nro.	Lado de:	Modo de Prueba	Bushing		Tensión Prueba [kV]	Capacitancia [pF]	Factor de potencia [%]			Corriente [mA]	Perdidas [ W ] Equiv. 10 kV Equiv. 2.5 kV	Estado de la aislación
			Fase	N° serie			Factor	Medido [ % ]	a 20 °C [ % ]			
1	A.T.	GST GND	U		10	-	-	-	-	-		
3		GST GND	V		10	-	-	-	-	-		
5		GST GND	W		10	-	-	-	-	-		

Referencias: B: Bueno D: Deteriorado I: Investigue

### PRUEBAS A PARARRAYOS MT

AÑO: Vn Vc CLASE: -  
 Marca I Limitador de presión: -

Prueba Nro.	Lado de:	Modo de Prueba	Bushing		Tensión Prueba [kV]	Capacitancia [pF]	Factor de potencia [%]			Corriente [mA]	Perdidas [ W ] Equiv. 10 kV Equiv. 2.5 kV	Estado de la aislación
			Fase	N° serie			Factor	Medido [ % ]	a 20 °C [ % ]			
1	M.T.	GST GND	u		2,5	-	-	-	-	-		
3		GST GND	v		2,5	-	-	-	-	-		
5		GST GND	w		2,5	-	-	-	-	-		

Referencias: B: Bueno D: Deteriorado I: Investigue

### Observaciones:

REALIZAR ESTA PRUEBA CON TRANSFORMADOR DESENERGIZADO