

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **CÁLCULOS Y PRUEBAS EN LA REPARACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**SAYED ELOY CAPCHA CAQUI**

**PROMOCIÓN**

**1989- II**

**LIMA – PERÚ**

**2010**

**CÁLCULOS Y PRUEBAS EN LA REPARACIÓN DE  
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

Agradezco a mi esposa, mis dos hijas Pilar y Sofia quienes me motivan para seguir adelante. También mis agradecimientos al Ing. E. Luján M. por su orientación para la culminación de este trabajo.

## SUMARIO

El trabajo básicamente se expone en tres partes, en el Capítulo II se expone el desarrollo teórico del procedimiento de cálculo; para lo cual se hace consulta de las bibliografía que se presenta.

En el capítulo III se desarrolla una aplicación práctica, donde se brinda los resultados obtenidos para un caso específico, la cual ilustra la validez de los procedimientos seguidos en el desarrollo teórico del presente trabajo. En anexos se presenta la hoja de bobinado y el protocolo de pruebas de la reparación del equipo que se expone a modo de ejemplo de aplicación. Asimismo en anexos se presentan los equipos más relevantes de la salda de pruebas donde se efectuaron las pruebas de rutina.

En el capítulo IV se expone un compendio de las diferentes prácticas que se siguen en la actualidad para efectuar las pruebas y sus procedimientos en la evaluación técnica de un transformador; para emitir un diagnóstico sobre su funcionamiento. Para elaborar esta parte del informe se ha tomado como referencia bibliografía [8].

## ÍNDICE

### PROLOGO

### CAPÍTULO I

#### ANTECEDENTES

1.1	Introducción	2
1.2	Objetivo	3
1.3	Justificación del trabajo	3

### CAPÍTULO II

#### ANÁLISIS TEÓRICO

2.1	Inducción electromagnética	4
2.1.1	Ley de Faraday	4
2.2	Intensidad de campo magnético y densidad de flujo magnético	5
2.3	Lazo de histéresis	6
2.3.1	La curva de magnetización	7
2.4	Pérdidas en el transformador	8
2.4.1	Pérdidas por histéresis	8
2.4.2	Pérdidas por corrientes Foucault	9
2.4.3	Pérdidas en los arrollamientos	10
2.5	Tensión de cortocircuito	10
2.6	El transformador	12
2.6.1	Transformador de distribución	13
2.6.2	Materiales y equipos usados en un taller de rebobinado	15
2.6.3	Breve descripción del proceso de reparación	16
2.7	Pruebas de rutina de los transformadores	18
2.7.1	Medida de la resistencia de los bobinados	18
2.7.2	Medida de la relación de transformación	18
2.7.3	Medida de la tensión de cortocircuito	19
2.7.4	Medición de las pérdidas con carga	19
2.7.5	Medida de las pérdidas en vacío y corriente de vacío	19

2.7.6 Prueba de tensión aplicada a frecuencia industrial	19
2.7.7 Prueba de tensión inducida a frecuencia elevada.	19
2.7.8 Equipamiento de una sala de pruebas.	20

### **CAPÍTULO III**

#### **APLICACIÓN PRÁCTICA**

3.1 Elaboración de la curva de magnetización	21
3.2 Cálculo de potencia del transformador a partir de las dimensiones de su núcleo	23
3.3 Determinación de los datos de bobinado	26
3.3.1 Datos del bobinado de baja tensión	28
3.3.2 Datos del bobinado del lado de alta tensión.	29
3.4 Pérdidas	30
3.5 Tensión de cortocircuito	31

### **CAPÍTULO IV**

#### **DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES**

4.1 Análisis de gases disueltos	33
4.1.1 Diagnóstico del transformador usando la concentración individual y total de gases disueltos	33
4.2 Diagnosticar situación de un transformador usando análisis de gases disueltos y el triangulo de Duval	36
4.2.1 Origen del triángulo de Duval.	36
4.2.2 Cómo usar el Triángulo de Duval.	37
4.3 Prueba físico-químico del aceite	40
4.3.1 Rigidez dieléctrica	41
4.3.2 Tensión interfacial (IFT: Interfacial Tension)	41
4.3.3 Número de neutralización	42
4.3.4 Furanos	43
4.3.5 Oxígeno	43
4.3.6 Inhibidor de oxígeno	43
4.3.7 Factor de potencia del aceite	44
4.3.8 Humedad	44
4.4 Envejecimiento	46
4.5 Prueba doble en aislamiento	46
4.5.1 Prueba de factor de potencia del aislamiento	47

4.5.2 Prueba de capacitancia	47
4.5.3 Prueba de corriente de excitación	47
4.5.4 Prueba de aisladores	48
4.5.5 Prueba del reactancia de dispersión	48
4.5.6 Prueba de análisis del barrido de respuesta en frecuencia (SFRA: Frecuenci y Response Analysis)	49
4.6 Inspección visual	52
4.6.1 Indicador de temperatura en servicio	52
4.6.2 Indicador de temperatura fuera de servicio	52
4.6.3 Conservador	53
4.6.4 Nitrógeno	54
4.6.5 Fuga de aceite	54
4.6.6 Válvula de alivio de presión	55
4.6.7 Bomba de aceite	55
4.6.8 Ventiladores y radiadores	55
4.6.9 Relé Buchholz	56
4.6.10 Relé de súbita presión	57
4.6.11 Relé de falla de cámara	57
4.7 Análisis infrarrojo de temperatura (IR)	58
4.7.1 IR para tanque de transformador	58
4.7.2 IR para pararrayos	59
4.7.3 IR para aisladores	59
4.7.4 IR para radiadores y sistema de enfriamiento	60
4.8 Detección de falla sónica y ultrasónica	61
4.8.1 Procedimiento	61
4.9 Análisis de vibraciones	62
4.10 Prueba de relación de espiras	62
4.10.1 Procedimiento	62
4.11 Medida de la resistencia en continua	63
4.11.1 Procedimiento	63
4.12 Evaluar deterioro del papel (en servicio)	64
4.12.1 Valor total acumulado de CO <sub>2</sub> y CO	64
4.12.2 Relación CO <sub>2</sub> /CO	64

4.12.3 Furanos	65
4.13 Estimación del deterioro del papel (en inspección interna)	66
4.13.1 Grado de polimerización (DP: Degree of Polymerization).	66
4.13.2 Procedimiento	67
4.14 Inspección interna	67
14.15 Endoscopio	68
14.16 Historia de la operación del transformador	68
<b>CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES</b>	69
<b>ANEXO A</b>	71
Hoja de bobinado	
<b>ANEXO B</b>	73
Protocolo de pruebas del transformador	
<b>ANEXO C</b>	75
Equipamiento de la sala de pruebas usado	
<b>ANEXO D</b>	80
Tabla de dimensiones de conductores esmaltados	
<b>ANEXO E</b>	82
Datos obtenidos en la elaboración de la curva de magnetización del núcleo	
<b>ANEXO F</b>	84
Cuadro de pruebas de un transformador	
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	86



## PROLOGO

Siendo el transformador uno de los equipos más importantes de la industria eléctrica, no puede estar ajeno a nuestra atención.

El trabajo está desarrollado en base a la experiencia adquirida en talleres de reparaciones de máquinas eléctricas. Se presenta un caso práctico la cual se ha implementado en los talleres de la empresa MENAUTT ELECTRIC SAC; para lo cual se dispone de un núcleo magnético físicamente, que requiere efectuar cálculos para determinar sus datos de bobinado para fabricar las bobinas y poner operativo el transformador. Dada la amplitud y complejidad del tema se ha optado por desarrollar solamente los cálculos más relevantes, los cuales son: La cantidad de espiras de arrollamiento, la sección del conductor cuyos datos deben ser los recomendados para el núcleo determinado, aislamiento entre capas. También se determinará los valores de tensión de cortocircuito y resistencia óhmica los cuales se tendrá la oportunidad de verificar sus valores mediante pruebas; se podrá calcular las pérdidas en el cobre, pero las pérdidas en el fierro silicoso solo será estimado, ya que se determinará a partir de pruebas, para la tensión y frecuencia de trabajo; ya que depende entre otras de las características del material, cuyos datos técnicos no se dispone.

El capítulo dedicado a la evaluación de transformadores se presenta a manera de información, ya que las técnicas que aquí se exponen están cada vez más difundidos y usados para el diagnóstico de transformadores.

# CAPÍTULO I

## ANTECEDENTES

### 1.1 Introducción.

Un taller de reparaciones de equipos eléctricos es una instalación donde llegan muchas máquinas, desde luego también transformadores ya sea para su mantenimiento preventivo o mantenimiento correctivo, es decir su reparación.

En estas instalaciones cuando es necesario hacer una reparación, se desensambla el transformador recopilando todos los datos posibles: materiales aislantes usados, conexiones, disposición y cantidad de espiras, sección del conductor, y cualquier otro dato propio de cada equipo.

La reparación consiste como regla general y costumbre rutinaria; reconstruir el equipo en este caso el transformador usando los mismos datos recopilados, en la cual se asume que los datos encontrados son los adecuados. Muchas veces los datos recopilados no son los más adecuados, ya sea por haber sufrido modificaciones en una reparación previa, o hubo errores en la toma de datos al momento de desensamblar o cualquier otra razón. En este contexto, se debe hacer un cálculo para determinar los datos de bobinado partiendo de las dimensiones del núcleo magnético.

En cambio cuando se fabrica un transformador, el diseñador tiene el control sobre las características del transformador que pretende diseñar, por ejemplo:

- Minimizar costos de fabricación optimizando los costos del cobre y el fierro silicoso, que son los componentes de mayor incidencia; dependiendo de los costos de estos materiales en el mercado, es posible dimensionar en la proporción más adecuada para minimizar el costo final, por consiguiente tener un menor costo de fabricación del transformador.

- También el diseñador tiene la posibilidad de fijar los parámetros de operación tales como: tensión de cortocircuito, pérdidas, peso del equipo, niveles de ruido, la cual va ligado a la inducción de trabajo, etc.

## **1.2 Objetivo.**

Este trabajo pretende ser una guía para el encargado de un taller de reparaciones de transformadores de distribución; para calcular datos de bobinado y la ejecución de pruebas de rutina, una vez que el equipo se encuentre reparado.

Con el procedimiento que se expone se podrá determinar los datos de bobinado, características de placa y otros datos de interés tales como pérdidas, tensión de cortocircuito y otros.

Informar sobre las diferentes técnicas que se disponen para la evaluación de un transformador.

## **1.3 Justificación del trabajo.**

Pudiera ser que por múltiples motivos no se cuente con los datos de bobinado (extravío de datos tomados, datos mal tomados, o llegue el taller sin arrollamiento, ...). Por otro lado, si existe una sospecha que los datos de bobinado con la cual estuvo trabajando el transformador no sean los adecuados.

Ante estos supuestos; en el primer caso para el encargado de un taller de reparaciones es imprescindible contar con un procedimiento para efectuar sus cálculos, mientras que en el segundo caso servirá para contrastar sus datos de cálculo con los que tiene registrado.

En el presente trabajo se elabora un procedimiento a seguir para efectuar los cálculos necesarios para la reconstrucción de un transformador, incluso aquella declarado en desuso, siempre y cuando el fierro silicoso del mismo se encuentre en buenas condiciones, la cual normalmente es así; ya que siendo un transformador una máquina estática, el núcleo normalmente se encuentra en buenas condiciones de conservación si es que no ha habido un cortocircuito o descarga que haya comprometido el núcleo.

Otro aspecto a considerar sería el tiempo y costo: si estamos ubicados en una localidad alejada hacer un requerimiento de un transformador al proveedor toma mucho tiempo (en comparación con efectuar una reparación) desde el momento de hacer el pedido hasta tener en el lugar de trabajo, en este caso si se cuenta con las instalaciones es posible hacer la reconstrucción del equipo, ya que adquirir y transportar los insumos necesarios para su reparación es mucho más fácil que adquirir y transportar uno nuevo; a su vez obviamente el costo de uno nuevo es mucho mayor.

Las técnicas de evaluación de transformadores expuesta es un tema de suma importancia que debe ser conocido por el personal técnico de mantenimiento; para su implementación adecuada y oportuna en el mantenimiento preventivo y predictivo.

## CAPÍTULO II

### ANÁLISIS TEÓRICO

#### 2.1 Inducción electromagnética.

La inducción electromagnética es la producción de corrientes eléctricas por campos magnéticos variables con el tiempo.

A las corrientes eléctricas producidas mediante campos magnéticos Michael Faraday las llamó corrientes inducidas. Desde entonces al fenómeno consistente en generar campos eléctricos a partir de campos magnéticos variables se denomina inducción electromagnética.

La inducción electromagnética constituye una pieza destacada en ese sistema de relaciones mutuas entre electricidad y magnetismo que se conoce con el nombre de electromagnetismo. Pero, además, se han desarrollado un sin número de aplicaciones prácticas de este fenómeno físico.

##### 2.1.1 Ley de Faraday.

La inducción electromagnética es el principio sobre el que se basa el funcionamiento de las máquinas eléctricas, (motores, generadores, transformadores y otros).

Supongamos que se coloca un conductor eléctrico en forma de circuito en una región en la que hay un campo magnético. Si el flujo  $\Phi$  a través del circuito varía con el tiempo, se puede observar una corriente en el circuito (mientras el flujo está variando). Midiendo la f.e.m. ( $v_t$ ) inducida se encuentra que depende de la rapidez de variación del flujo del campo magnético con el tiempo.

$$v_t = - \frac{d\Phi}{dt} \quad (2.1)$$

El significado del signo menos, es decir, el sentido de la corriente inducida (ley de Lenz) se muestra en la figura mediante una flecha en el plano horizontal.

Si  $\Phi$  es variable con el tiempo con forma de onda senoidal de frecuencia  $F$  (como sucede en la práctica), se tendrá:

$$\Phi = \Phi_m \text{sen}(wt) \quad (2.2)$$

$$v_t = - \frac{d(\Phi_m \sin(\omega t))}{dt} = -\Phi_m \omega \cdot \cos(\omega t) = -\Phi_m 2\pi F \cdot \cos(\omega t) \quad (2.3)$$

Luego el valor eficaz  $V_{ef}$  de la tensión inducida en  $N$  espiras será:

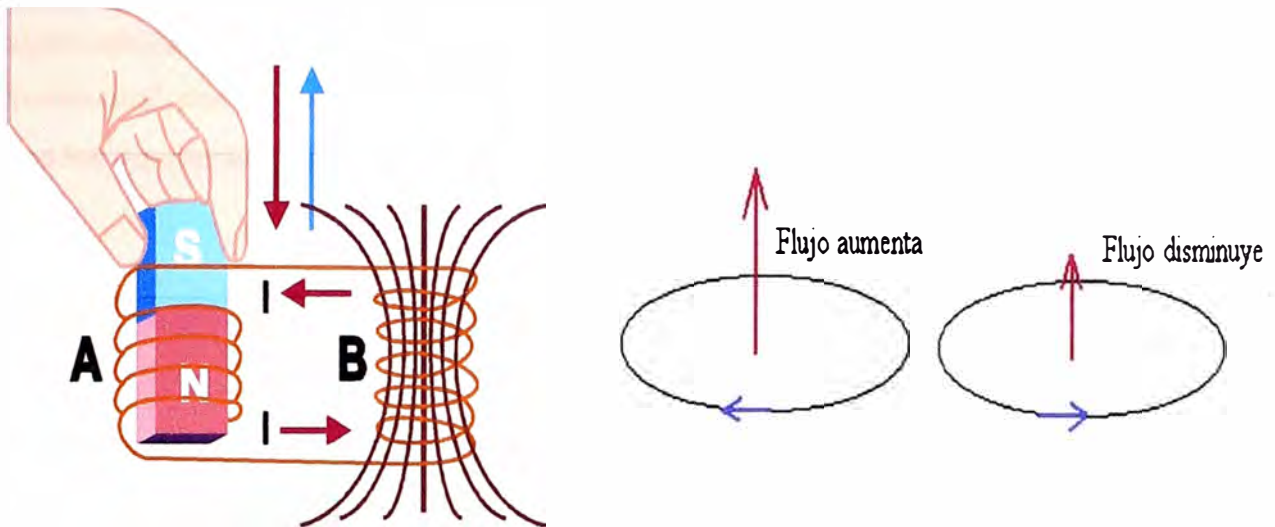
$$V_{ef} = N \left( \frac{\Phi_m}{\sqrt{2}} \right) 2\pi F = \sqrt{2} \pi F N (S_{fe} B_m) \quad (2.4)$$

Donde:

$F = 60$  Frecuencia de la red

$S_{fe}$  = área donde se establece el flujo magnético (superficie neta de la columna del núcleo)

$B_m$  = inducción máxima



**Figura 2.1: Ley de Faraday: "La fuerza electromotriz inducida es directamente proporcional a la rapidez con que varía el flujo magnético"**

## 2.2 Intensidad de campo magnético y densidad de flujo magnético.

Cuando un circuito magnético homogéneo se halla excitado por corriente alterna, la relación instantánea entre la intensidad del campo  $H$ , creada en cada momento y la f.m.m. de excitación  $NI$  necesaria para ello es la ya conocida ley de ampere:

$$\bar{H} = \frac{NI}{L} \quad (2.5)$$

Donde:

- $\bar{H}$ : Intensidad del campo máximo en amperio-vuelta/metro (Av/m)
- $N$ : Número de espiras de la bobina
- $I$ : Intensidad de la corriente máxima en amperios (A)
- $L$ : Longitud (m) del circuito magnético donde se establece el campo  $H$ .

A este campo máximo le corresponde una inducción máxima (o densidad de flujo)

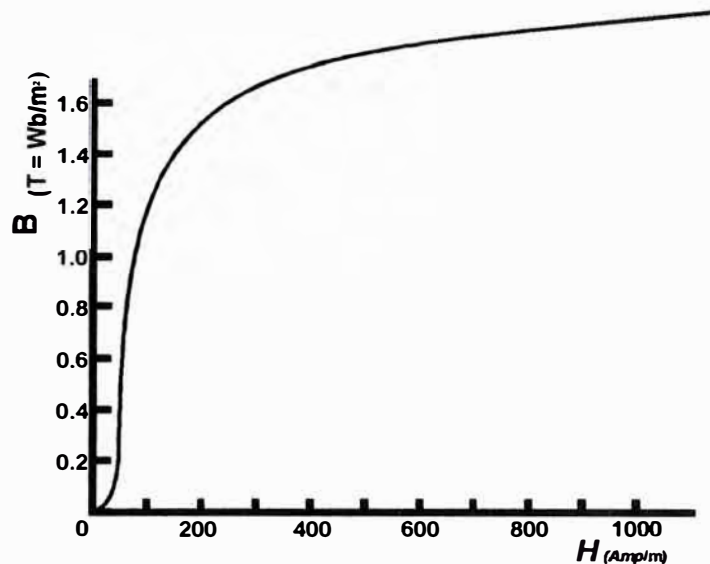
$$\bar{B} = \mu \cdot \bar{H} \quad (2.6)$$

$\mu$  = Permeabilidad del medio

$\bar{B}$  = Inducción (T= Tesla)

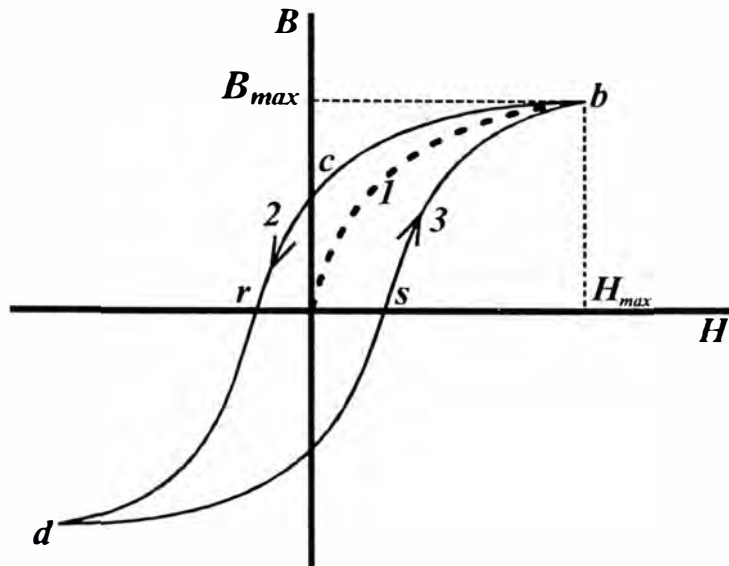
### 2.3 El lazo de histéresis.

Para entender el fenómeno, se considera una muestra de material ferromagnético (bien podría ser el núcleo de un transformador materia de nuestro estudio), inicialmente desmagnetizada. Se considera que el parámetro de control experimental es el campo  $H$ , pues éste está directamente relacionado a la corriente eléctrica (por la ley de Ampere). Si el campo  $H$  se incrementa, desde cero, la magnetización del material crecerá monótonamente, describiendo una curva como la de la Figura 2.2. Se observa, en primer lugar la existencia de una *saturación*; esto es, que si el campo  $H$  alcanza un valor suficientemente elevado, la magnetización  $M$  alcanza un valor máximo, que depende del material. Este resultado experimental puede entenderse simplemente, pues significa que en una muestra saturada todos los dipolos magnéticos elementales se han alineado con el campo  $H$ .



**Figura 2.2:** Curva  $B = f(H)$ , partiendo de un hierro silicoso desmagnetizada.

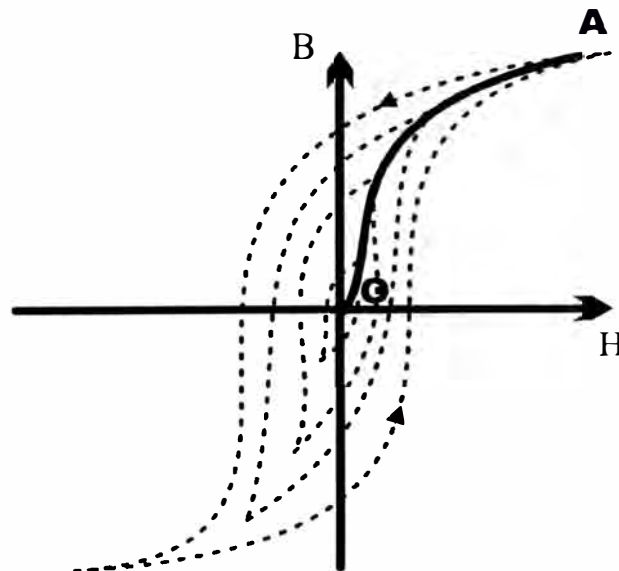
Imagínese ahora la muestra ya magnetizada, y en presencia de un campo  $H$ . Si ahora se disminuye  $H$ , la relación  $B-H$  no describe la curva inicial de la figura anterior, sino que regresa por una nueva curva, como la de la figura siguiente (Figura 2.3), llegando hasta el punto  $c$ , en que  $H=0$ , pero  $B \neq 0$ . Si ahora se continúa aumentando  $H$  en sentido inverso al original, la muestra adquiere una magnetización invertida, pasando por el punto  $r$ , en que  $B=0$ , pero  $H \neq 0$ , y; llegando por último al punto  $d$ . Finalmente, cuando la corriente empieza a aumentar de nuevo, la intensidad del campo magnético y la densidad de flujo aumentan a través de la curva 3. Cuando llega la corriente a su valor máximo; tanto  $H$  como  $B$  alcanzan su máximo de nuevo en el punto  $b$ . Se observa que la curva para  $H$  creciente es distinta a aquella para  $H$  decreciente. Este fenómeno se denomina histéresis, y la curva cerrada de la Figura 2.3 es la llamada *curva de histéresis del material*.



**Figura 2.3: Curva de histéresis para un material ferromagnético.**

En resumen, la relación entre **B** y **H** en los materiales ferromagnéticos no es descrita con una relación fundamental simple según la cual **B** es directamente proporcional a **H**. La relación entre **B** y **H** en los materiales ferromagnéticos no es lineal debido a la saturación magnética.

### 2.3.1 La curva de magnetización.



**Figura 2.4: Curva de magnetización –curva OA**

La curva de magnetización de un material ferromagnético es aquella que representa el magnetismo en el material como función de la fuerza magnetizante.

La excitación cíclica de amplitudes menores de **B** (densidad de flujo magnético) y **H** (intensidad del campo magnético); forman lazos menores de curva de Histéresis, la unión de los puntos vértices máximos, obtiene una curva conocida como la curva de

magnetización del material – la curva OA de la Figura 2.4. El conocimiento de esta curva es vital para comenzar a efectuar los cálculos de un transformador.

## 2.4 Pérdidas en el transformador.

Las pérdidas en el transformador son los que se presentan en el núcleo de ésta, y se pueden clasificar en dos tipos: pérdidas en el núcleo magnético y pérdidas en los conductores de los arrollamientos. A su vez en el núcleo del transformador se presentan dos tipos de pérdidas: pérdidas por histéresis y pérdidas por las corrientes parásitas Foucault.

### 2.4.1 Pérdidas por histéresis.

Cuando en una región la inducción magnética crece de un valor  $B_1$  a otro  $B_2$ , la región absorbe energía. La magnitud de la energía ( $w$ ) absorbida por unidad de volumen está dado por la ecuación (39 bis) de la bibliografía [3]:

$$w = \int_{B_1}^{B_2} H dB \quad (2.7)$$

Esta integral es proporcional al área limitada por la curva  $B(H)$  de dicha región, el eje  $B$  y las rectas paralelas al eje  $H$  que representan las constantes  $B_1$  y  $B_2$ . Si se disminuye la inducción magnética desde un valor dado cualquiera a otro valor menor, el signo algebraico de  $w$  es negativo y la energía será cedida por el material.

El cálculo de la integral de la expresión (2.7) para un ciclo completo de imantación permite determina la pérdida de energía por ciclo debida a la histéresis.

Si en un volumen  $V$  de material magnético que tiene el flujo distribuido uniformemente en todos sus puntos y del cual se conoce su lazo de histéresis se somete a una variación cíclica de frecuencia  $F$  hertz, la disipación de energía en unidad de tiempo debida a la histéresis (pérdida de potencia por histéresis) será:

$$P_h = V.F.(\text{área del lazo}) \quad (2.8)$$

Steinmetz, partiendo de diferentes mediciones para las pérdidas por histéresis de diferentes hierros y aceros empleados halló empíricamente la siguiente relación para  $P_h$ :

$$P_h = V(K.F.B_{\max}^n) \quad (2.9)$$

Donde:

$P_h$ : Pérdidas por histéresis en (Watts)

$F$ : Frecuencia (Hz)

$B_{\max}$ : Inducción máxima (Tesla)

$V$ : volumen del material ( $m^3$ )

$K$ : Constante que depende del material ( $\cong 0.007$  AcSi)



$n$ : Constante de Steinmetz (1.6 – 2.5)

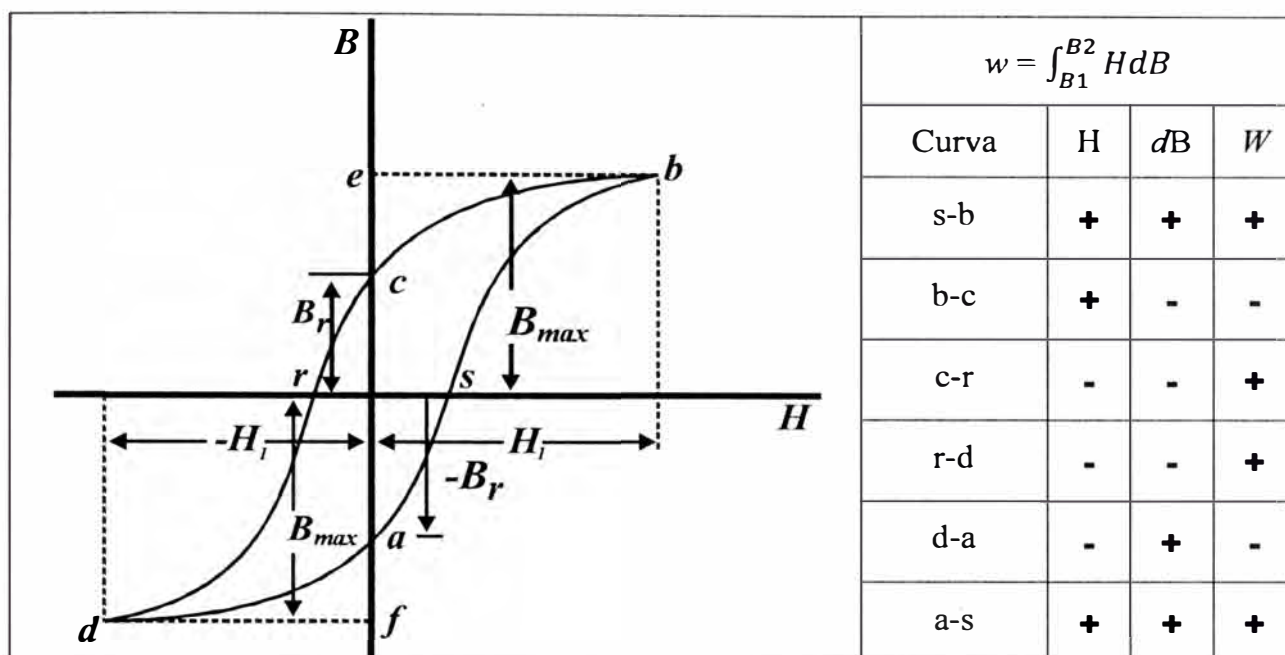


Figura 2.5: Energía absorbida y energía cedida en el ciclo de histéresis

#### 2.4.2 Pérdidas por corrientes Foucault.

Las corrientes parásitas circulan en cada lámina que conforma el núcleo del transformador, a consecuencia de estar sometida a un flujo magnético variable en el tiempo.

En la Figura 2.6 se muestra una imagen ampliada de una chapa del núcleo de un transformador, la cual se encuentra en un campo uniforme  $\phi$  con dirección perpendicular al plano en la cual se establece la corriente inducida  $i_f$ , en estas condiciones.

Para el análisis se asume:

$2Y \ll h$  (es lo que sucede en una chapa del núcleo de un transformador)

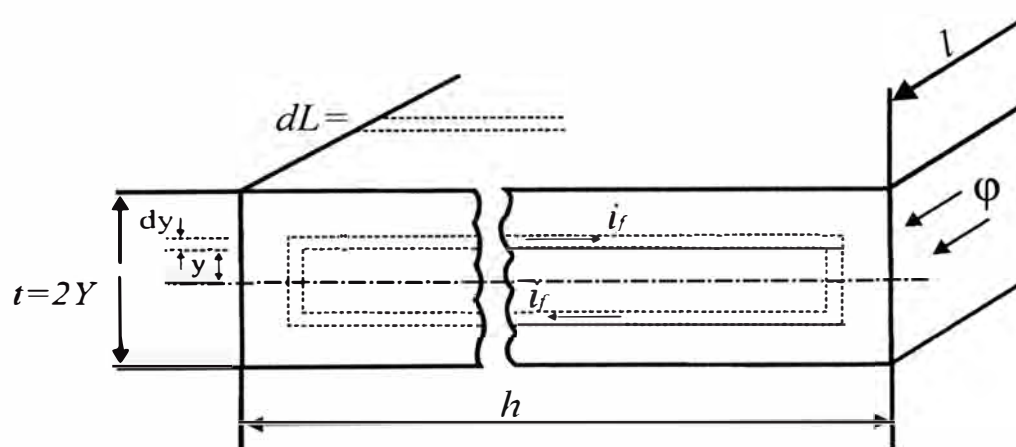


Figura 2.6: Una lámina de Fe-Si ampliada, espesor ( $t$ ), largo ( $l$ ), ancho ( $h$ ).

Para un flujo senoidal

$$\phi = \phi_m \text{Sen}(\omega t) \quad (2.10)$$

Donde,  $\omega = 2\pi F$

Del mismo modo,

$$B = B_m \text{Sen}(\omega t) \quad (2.11)$$

Bajo estas premisas, las pérdidas por corrientes parásitas esta dado en la expresión (34) del Capítulo V de la bibliografía [3], que reproducimos a continuación.

$$\Delta P_{fv} = \frac{(\pi t)^2 f^2 B_m^2}{6\rho} (V) \quad (\text{Watt}) \quad (2.12)$$

$t, h, l$ ; son el espesor, ancho y longitud de la plancha, luego  $(thl)$  es el volumen de la lámina unitaria; entonces la expresión anterior servirá para el volumen  $(V)$  total del núcleo del transformador.

### 2.4.3 Pérdidas en los arrollamientos.

Estas pérdidas se presentan en los arrollamientos y depende exclusivamente de la carga del transformador, es decir su valor estará variando con la carga.

Cuando una corriente de intensidad  $I$ , circula a través de una resistencia  $R$ , la potencia  $P_{cu}$  disipada por esta resistencia por efecto joule será:

$$P_{cu} = R \cdot I^2 \quad (2.13)$$

Sabiendo que:

$R = \rho \frac{L}{S_{cu}}$ ; Resistencia del cobre en la longitud  $L$ , cuya sección es de  $S_{cu}$

$G_{cu} = \gamma_{cu} L S_{cu}$ ; Peso del cobre en la longitud  $L$  y sección  $S_{cu}$ , cuyo peso específico es  $\gamma_{cu}$

$J = \frac{I}{S_{cu}}$ ; Densidad de corriente

Reemplazando en (2.13)

$$P_{cu} = \rho \frac{L}{S_{cu}} (J^2 S_{cu}^2) \text{ watts.} \quad (2.14)$$

Pérdidas por unidad de peso:

$$P_{cu}/kg = \frac{P_{cu}}{G_{cu}} = \frac{\rho \frac{L}{S_{cu}} (J^2 S_{cu}^2)}{\gamma_{cu} L S_{cu}} = \left(\frac{\rho}{\gamma_{cu}}\right) J^2 \text{ watts/k} \quad (2.15)$$

Donde:

$\rho = (0.01786 \Omega \cdot \text{mm}^2)/\text{m}$ ; coeficiente de resistividad del cobre a 20 °C.

$L$  = Longitud total de la bobina, en la cual recorre la corriente  $I$  cuyas pérdidas se quiere calcular.

$\gamma_{cu}$ .-  $(8.9 \text{ K/cm}^3)$ ; peso específico del cobre

### 2.5 Tensión de cortocircuito.

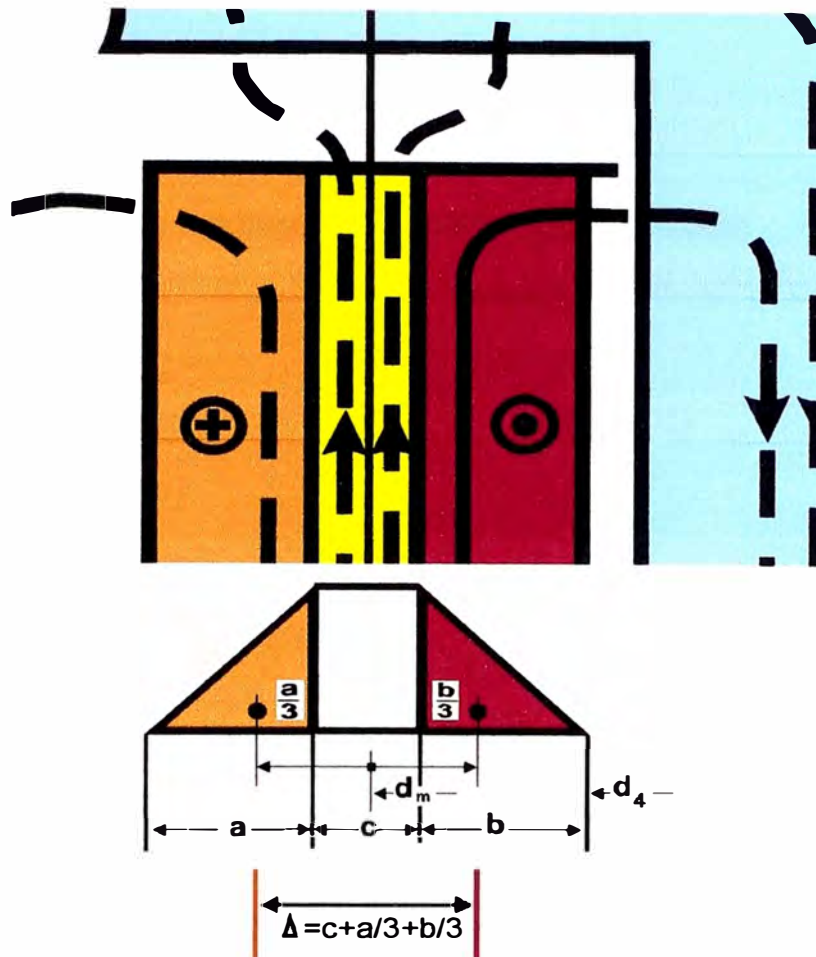
Las expresiones que aquí se reproducen, se tomaron de la referencia bibliográfica [1].

La tensión de cortocircuito (por unidad P.U.) o impedancia de cortocircuito ( $v_{cc}$ ) tiene 2 componentes; una componente resistiva  $v_r$  y una componente reactiva  $v_x$ , resultando:

$$v_{cc} = \sqrt{v_r^2 + v_x^2} \quad (2.16)$$

Componente resistiva  $v_r$  de la tensión de cortocircuito:

$$v_r = \frac{P_{cu}}{S_N} = \frac{\text{Pérdidas en el cobre}}{\text{Potencia nominal}} \quad (2.17)$$



**Figura 2.7: Modelo del flujo principal y flujo de dispersión para el cálculo de la componente inductiva de la tensión de cortocircuito  $v_x$**

$S_{fe}$  = Es la superficie útil del fierro silicoso (columna que sirve de núcleo del transformador).

$B_m$  = Es la inducción máxima de trabajo

Componente reactiva  $v_x$  de la tensión de cortocircuito:

Para su evaluación se utiliza la fórmula de Arnold-Kapp; para lo cual se han efectuado las siguientes simplificaciones:

- Se asume que no existe flujo magnético común a los dos arrollamientos
- Se asume que los flujos concatenantes se reparten por igual sobre cada arrollamiento

c) Considerar que primario y secundario tiene el mismo número de espiras y están conectados eléctricamente en oposición

d) Evaluar la inductancia total, a base del cálculo de la energía almacenada en el campo magnético.

$$v_x = \frac{\text{Flujo de dispersion}}{\text{Flujo principal}} = \frac{\phi_d}{\phi_p} = \frac{B_d A_d}{B_m S_{fe}} \quad (2.18)$$

Donde:

$$B_d = \frac{\mu_0 \sqrt{2}(NI)}{h} K_R \quad (2.19)$$

$$A_d = \pi d_m(\Delta) \quad (2.20)$$

N, I = Número de espiras de la bobina, en la cual circula la corriente I

$K_R$  = Factor de rogowsky; corrige el valor de la longitud axial de la bobina.

$$K_R = 1 - \frac{q}{\pi h} (1 - e^{-\pi \frac{h}{q}}) \cong 1 - \frac{q}{\pi h} \quad (2.21)$$

$q = a + c + b$  (ver Figura 2.7)

$\Delta = \frac{a}{3} + c + \frac{b}{3}$  (ver Figura 2.7)

$h = \frac{h_{AT} + h_{BT}}{2}$ , altura media de las columnas,  $h_{AT}$ ,  $h_{BT}$ , son las alturas de las bobinas de alta tensión y baja tensión respectivamente

$d_m$ , a, b, c; se observan en la Figura 2.7.

$$d_m = d_4 + a/3 + 5b/3 + c \quad (2.22)$$

## 2.6 El transformador.

Según la norma NTP 370.002, el transformador “es un aditivo estático que por inducción electromagnética transforma un sistema de corrientes y tensiones variables en uno o más sistemas de corriente variables de intensidades y de tensiones generalmente diferentes y de la misma frecuencia”.

Se compone de un núcleo de hierro sobre el cual se han arrollado espiras de alambre conductor, llamados bobinas.

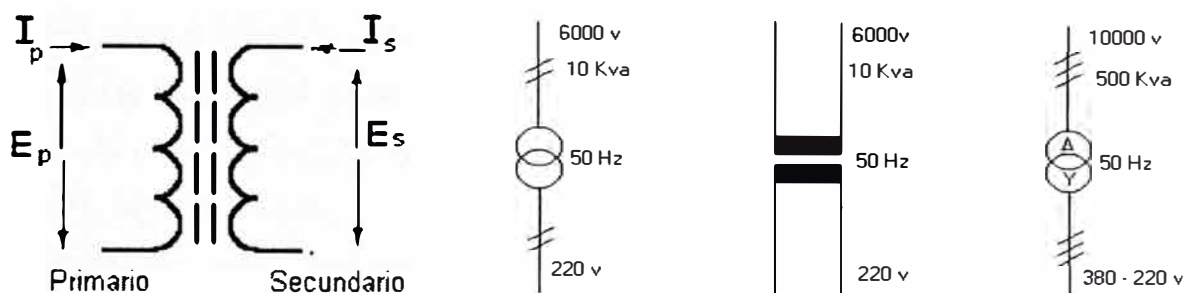
Bobina primaria o "primario" es aquella que recibe la tensión de ingreso y Bobina secundaria o "secundario" a aquella que entrega la tensión transformada.

La Bobina primaria recibe una tensión alterna que hará circular, por ella, una corriente alterna.

Esta corriente induce un flujo magnético en el núcleo de hierro.

Como el bobinado secundario está arrollado sobre el mismo núcleo de hierro, el flujo magnético circulará a través de las espiras de éste.

Al haber un flujo magnético que atraviesa las espiras del "Secundario", se generará por el conductor del secundario una tensión. En este bobinado secundario habría una corriente si hay una carga conectada.



**Figura2.8: Diferentes modos de representar un transformador**

La razón de transformación de la tensión entre el bobinado "Primario" y el "Secundario" depende del número de espiras que tenga cada uno de ellos. Si el número de espiras del secundario es el triple del primario, en el secundario habrá el triple de tensión.

### 2.6.1 Transformador de distribución.

Como su nombre lo indica el transformador de distribución está ubicado en la subestación de distribución, punto desde la cual se llevará el suministro eléctrico a los clientes finales (ubicación del medidor de baja tensión).

Tensión de operación: Aunque las normas peruanas definen como media tensión desde 1 kV hasta 39 kV, y; baja tensión menores a 1 kV; las tensiones de operación más usadas son las siguientes, 10 kV, 13.2 kV, 20 kV y 22 kV para el lado primario, y; 0.22 kV, 0.38/0.22 kV para el secundario.

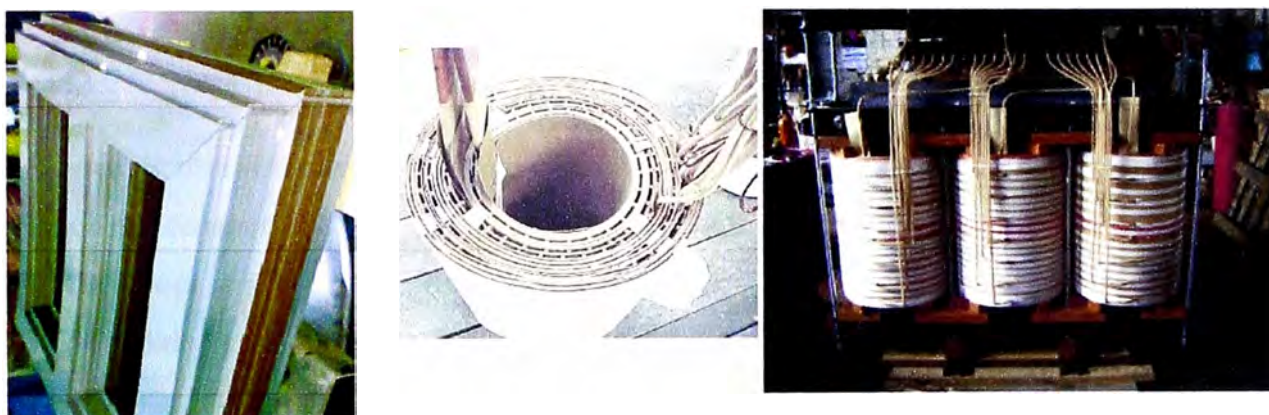
Potencia: Se encuentran transformadores de distribución a partir de 5 kVA.

Núcleo magnético del transformador: La aleación ferromagnética más utilizada para el diseño de núcleos de transformadores es la aleación hierro-silicio, esta aleación es la producida en mayor cantidad y está compuesta por hierro esencialmente puro con 1-6% de silicio, dependiendo este porcentaje del fin a que se destine el material. Dando a esta aleación un tratamiento térmico adecuado, se obtiene un material que comparado con el hierro, tiene mejores propiedades magnéticas para campos magnéticos débiles, una resistividad mayor y sufren pérdidas totales menores en el núcleo. Esta aleación se lamina en chapas y flejes, principalmente de espesores comprendidos entre 0,27 y 0,5 mm recocidos; en el lenguaje corriente se le conoce con el nombre de acero al silicio o Chapa magnética. Las chapas de mejor calidad presentan mayor contenido en silicio, entre el 4% y el 5%. El silicio eleva la dureza del material, por lo que su porcentaje se determina según el empleo al que se designa la chapa. Para máquinas rotatorias el límite superior es



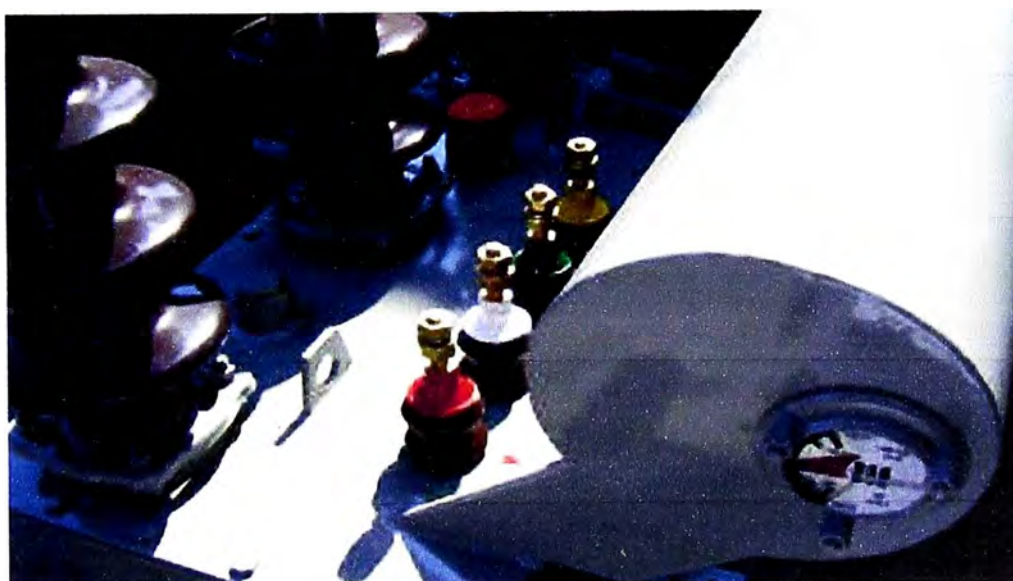
aproximadamente del 4%, teniendo en cuenta el peligro de la fragilidad. También se prefieren chapas de menor contenido de silicio cuando las densidades de funcionamiento son elevadas o cuando se desea una elevada conductividad calorífica. Las pérdidas en el núcleo y el coeficiente de envejecimiento aumentan al disminuir el contenido de silicio. La fabricación de la chapa magnética ha llegado a estar normalizada en considerable extensión por lo que los datos magnéticos publicados por diversos fabricantes no se diferencian, unos de otros, excesivamente.

**Bobinas:** Es la parte conformado por el arrollamiento primario y secundario, los cuales forman un solo cuerpo compacto.



**Figura 2.9: Parte activa de un transformador**

**Tanque o cuba:** Es el recipiente en la cual se aloja la parte activa sumergido en aceite dieléctrico, tiene que ser hermético a la filtración de aceite, con recubrimiento de pintura epóxica resistente al aceite mineral, tiene una tapa que debe ser fijado con pernos y con empaquetaduras que garanticen su hermetismo. En la tapa va montado un recipiente que es el conservador de aceite provisto de un indicador de nivel de aceite.



**Figura 2.10: La tapa y el conservador del aceite**

Accesorios: En nuestro medio, los siguientes elementos se pueden considerar como accesorios del transformador de distribución:

- Borne de Puesta a Tierra
- Conmutador en vacío
- Elementos de suspensión
- Anclaje para transporte
- Indicador de nivel de aceite
- Poso termodinámico
- Válvula de sobrepresión
- Termómetro
- Conservador de Aceite
- Válvula de muestreo de aceite
- Tapón de transporte
- Tapón de operación

### **2.6.2 Materiales y equipos usados en un taller de rebobinado.**

Conductor:

Alambre esmaltado.- Procurando una mejor calidad de material especialmente en lo que respecta al aislamiento se usa conductores con doble esmalte.

Pletina de cobre de sección rectangular.- Son conductores de cobre desnudos, se usa en las bobinas de baja tensión cuando la sección es alta. Para su uso en el rebobinado y estén aislados de una espira a otra, se debe encintarlo con aislados con cinta de papel kraft o cinta de algodón.

Materiales aislantes:

Papel. Existen variedades de papeles, sumergido en aceite aumenta su rigidez dieléctrica. Los más conocidos son prespan, kraft, crepe, cartón prensado. Sus espesores cubren todas las necesidades 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 1.0, 1.5, 2, 3, 4 mm.

Mica, fibra, madera, se usa como separadores entre bobinas y entre la bobina y el núcleo.

Aceite dieléctrico. Su objetivo principal es de refrigerar y aislar, por lo que tiene que ser de baja viscosidad y alto rigidez dieléctrico. En nuestro medio se comercializan diferentes marcas Shell, Petrolube, Electrolube, Nynas, etc. Todas ellas cumplen con los requerimientos de operación en 10 kV.

Equipos y herramientas:

- Horno. Para el tratamiento térmico de las bobinas, normalmente está provisto de un termómetro para medir la temperatura de operación y un ventilador para mantener la temperatura uniforme al interior.
- Bobinadora. Es el equipo de mayor importancia conjuntamente con el horno en el taller de bobinado. Es un sistema mecánico rotativo accionado por un motor provisto de un contómetro para registrar el número de espiras.
- Encintadora. Equipo para encintar las platinas de cobre desnudo
- Equipos menores de carpintería (para preparación de los moldes de madera).
- Instrumentos de medición. Bernier o pie de rey, micrómetro, cinta métrica.
- Otros. Tornillo de banco, esmeril, Mesa de trabajo, taladro manual, taladro vertical, compresora de aire con accesorios de pintado, máquina de soldar autógena, carretilla hidráulica, teclé, entre otros

### **2.6.3 Breve descripción del proceso de reparación.**

A continuación muy resumidamente se explica el proceso de reparación:

- Recepción. En esta etapa el taller de mantenimiento, recibe la máquina procediendo a su inspección visual externa, llenado de la hoja de recepción: con datos del cliente, datos de placa, fecha de recepción, lugar de trabajo y otras observaciones de interés.
- Desmontaje y toma de datos. Como su nombre lo indica se procede al desmontaje, sacando la parte activa del transformador desde su tanque; procediéndose luego a toma de datos de la bobina, tales como: Tipo de conexión, separación entre fases, distancia al núcleo, número de espiras por capa y fase, sección de los conductores; tipo espesor longitud de los materiales aislantes.
- Evaluación del núcleo magnético. Se procede haciendo una inspección visual del núcleo magnético. Hay ocasiones en que la bobina se ha fundido por efecto de un cortocircuito interno llegando a fundirlo en alguna parte localizada. De ser así se tendrá que hacer su reparación eliminando las escorias y barnizándolo con un barniz especial para este propósito, también se tendrá que reubicarlo estas láminas dañadas para atenuar el daño sufrido. Luego del cual se tendrá que verificar su adecuada operación con su inducción de trabajo, la cual se determina a partir de los datos de bobinado hallados (cantidad de espiras). Si no se tuviera los datos de bobinado, se tendrá que levantarse la curva de magnetización de este núcleo y someterlo a una inducción de operación la cual se deberá fijar en esta etapa (normalmente en el codo de la curva de magnetización). El valor de



inducción de trabajo normalmente está en el rango de 1.5 a 1.8 Tesla, en los núcleos de grano orientado y laminados en frío. Una manera muy efectiva de verificar la adecuada elección de la inducción de trabajo, es someterlo al núcleo a esta inducción por un tiempo prudencial (hasta uniformizar la temperatura del núcleo: puede ser de 2 horas), y; verificar que la temperatura que alcanza no es muy elevada y no presenta calentamientos localizados. Si existe alguna zona en la cual se presenta una temperatura mucho mayor que el resto del núcleo se debe revisar esta porción del núcleo, puesto que es un síntoma que se ha perdido el aislamiento entre chapas en esta porción del núcleo.

Preparación de molde.- Es de necesidad de contar con un molde en la cual se debe comenzar a enrollar los devanados de las bobinas. Este molde es de madera de forma cilíndrica cuyo diámetro debe ser mayor (el doble de la separación que se busca entre el núcleo y la bobina de Baja Tensión) que el diámetro de la columna del núcleo magnético. Normalmente está dividido en dos mitades simétricas para facilitar el retiro luego de terminado el bobinado.

Encintado de la Pletina para las bobinas de BT.- Por lo general los conductores de las bobinas del primario son esmaltados, por su reducida sección es frecuente usar conductores desde 27 AWG hasta 7 AWG. Pero en el lado secundario los conductores son de mucha mayor sección por lo que se usan platinas de sección rectangular, a los cuales se les debe aislar encintándolo; que puede ser papel krepé en tal caso se usa una máquina encintadora, también se puede usar como material aislante cinta de algodón, en este caso el encintado se puede efectuar manualmente.

Fabricación de bobinas. Es la etapa más laboriosa y delicada, en la cual se debe tener mayor cuidado. El molde de madera se forra con un aislante de buena consistencia (con cartón prensado o papel presspan) sobre ésta se comienza enrollando el conductor del lado secundario (bobina de menor tensión). La cual debe quedar lo mas simétrico posible; no dejando espacios entre espiras contiguas, de ser así crecerá la longitud axial de la bobina; también se debe cuidar que no existan protuberancias, la cual aumentaría el diámetro externo de la bobina.

Montaje en el núcleo y Conexionado. Luego de haberse fabricado las bobinas están listas para ser montados al núcleo; la cual previamente deberá estar ensamblada. Se debe tener en cuenta que como se trata de reparación, el núcleo magnético ya está ensamblada adecuadamente, pero en todo caso la disposición de las láminas del fierro silicoso ya están establecidas.

Secado al horno. Luego que se ha efectuado el conexionado según corresponda en el primario y secundario, tomándose en cuenta el grupo de conexión; el conjunto de la parte activa está listo para el secado en un horno a una temperatura desde 80 a 120 °C por el lapso de 8 a 14 horas, dependiendo del tamaño.

Ensamblado y pintado.- Luego del secado la parte activa se fija a la tapa del tanque; se conecta los terminales correspondientes a los aisladores los que a su vez están colocados sobre el tanque, se debe cuidar que guarde la altura desde el piso a la tapa sea la apropiada y esté a nivel, ya que prácticamente corresponde a la altura del transformador. Una vez fijado la parte activa a la tapa está lista para ser colocado dentro del tanque procediéndose luego al sellado de la tapa sobre el tanque con el uso de empaquetadura adecuada. Culminado esta etapa se procede al llenado del aceite dieléctrico, procediéndose a un tiempo prudencial de reposo, luego del cual el transformador está listo para las pruebas correspondientes.

## **2.7 Pruebas de rutina de los transformadores.**

Las pruebas de rutina son pruebas que debe efectuarse luego de su fabricación (luego de ser rebobinado en nuestro caso) a todos los transformadores de acuerdo a la recomendación de las normas. En nuestro caso la norma ITINTEC 370.002.

A continuación se describe brevemente en qué consiste cada una de las pruebas. Posteriormente se brinda la hoja del protocolo de pruebas; para el ejemplo de aplicación.

### **2.7.1 Medida de la resistencia de los bobinados.**

Se puede medir la resistencia por fase con un puente kelvin, o; también existen equipos óhmetros que miden directamente el valor de la resistencia. Se debe tener en cuenta la temperatura de los devanados para la cual se está midiendo la resistencia; en el caso de transformadores de distribución, se asume que la temperatura de las arrollamientos es el mismo que la temperatura del aceite; para lo cual previamente el transformador tuvo que estar en vacío por un tiempo suficiente para alcanzar una temperatura uniforme. Luego de la medición de la resistencia  $R_1$  en cuestión a la temperatura  $T_1$  dado; se tendrá que referirlo a la temperatura  $T_2$  de referencia (75 °C), mediante la siguiente relación:

$$R_2 = R_1 \left( \frac{235 + T_2}{235 + T_1} \right) \quad (2.23)$$

### **2.7.2 Medida de la relación de transformación.**

La relación de transformación se mide indirectamente, alimentando con una tensión en el lado primario del transformador y tomando el registro de tensión en lado secundario; aunque existen equipos destinados para este fin los cuales miden simultáneamente el grupo

de conexión y la relación de transformación. El error admitido según normas IEC es de 0.5 %; ó 1/10 de la tensión de cortocircuito, el valor más bajo entre los dos. En la Anexo C se muestra el equipo utilizado para medir la relación de transformación del transformador tomado como aplicación práctica.

### **2.7.3 Medida de la tensión de corto circuito.**

Para medir la tensión de cortocircuito se le aplica una fuente de tensión senosoidal a un lado (por lo general al lado de alta tensión), con el otro lado en cortocircuito; la tensión para la cual se establece la corriente nominal, será la tensión de cortocircuito. También se puede medir la tensión de cortocircuito con un valor de corriente diferente a la nominal (entre el 25 al 100 %); luego se tendrá que corregir su valor por la regla de tres simple.

### **2.7.4 Medición de las pérdidas con carga.**

Estas pérdidas se miden al mismo tiempo que con la tensión de cortocircuito, para lo cual se instala un vatímetro en el sistema. Si la medida de la tensión de cortocircuito se ha efectuado para una corriente diferente a la nominal, se tendrá que corregir análogamente que para la tensión de cortocircuito, pero en este caso el valor obtenido, se multiplica por el cuadrado de la relación de la corriente nominal a la corriente utilizada en el ensayo.

### **2.7.5 Medida de las pérdidas en vacío y corriente de vacío.**

Las pérdidas se miden con vatímetros de de bajo factor de potencia ( $\text{Cos } \Phi = 0.1$ ). Las medidas son efectuadas a frecuencia y tensión nominales. Generalmente la tensión se aplica al arrollamiento de baja, quedando el otro en circuito abierto.

### **2.7.6. Prueba de tensión aplicada a frecuencia industrial.**

Este ensayo debe ser efectuado con una tensión sinusoidal a la frecuencia nominal (aunque puede estar entre el 80 % y 100%) de la frecuencia nominal. Se debe aplicar a cada arrollamiento, previamente cortocircuitado este arrollamiento que debe someterse a tensión; mientras que el conjunto de los otros arrollamientos, el circuito magnético y el tanque, conectados a tierra.

El ensayo debe empezar con una tensión del orden de 1/3 de la tensión de ensayo, elevando esta tensión lo más rápido posible al de prueba. Se mantiene durante un minuto y se la reduce a un tercio, antes de desconectar el circuito.

### **2.7.7 Prueba de tensión inducida a frecuencia elevada.**

El ensayo debe empezar con una tensión del orden de 1/3 de la tensión de ensayo, elevando esta tensión lo más rápido posible al valor apropiado. Al final del ensayo se la reduce a un tercio, antes de desconectar el circuito.

La duración del ensayo es 60 segundos para toda frecuencia de ensayo inferior o igual a dos veces la frecuencia nominal. Si la frecuencia de ensayo pasa del doble de la frecuencia nominal, la duración del ensayo en segundos, es 120 veces la frecuencia nominal dividida por la frecuencia de ensayo, o 15 segundos, tomando el mayor de estos dos valores.

La hoja de protocolo de pruebas:

Como su nombre lo indica es un documento, en la cual se consignan los valores que se obtienen en las diferentes pruebas de rutina practicada al transformador. Éstos resultados obtenidos se muestran en el Anexo B

### **2.7.8 Equipamiento de una sala de pruebas.**

Para sus diferentes pruebas una sala de pruebas debe estar equipado con los instrumentos y equipos adecuados; mínimamente estos constan de:

- Tablero provisto de: vatímetro, varímetro, amperímetro, cosfímetro, voltímetro, frecuencímetro.
- Generador de frecuencia variable. (Para prueba de doble frecuencia), puede ser un equipo mecánico (un generador de 4 polos accionado por un motor eléctrico de 2 polos), o un equipo electrónico.
- Transformador para la prueba de tensión aplicada
- Batería provista con un reóstato (para medir la resistencia de los arrollamientos en corriente continua). Mejor sería un puente de Kelvin para resistencias menores a  $1 \Omega$ , y puente Weston para resistencias mayores a  $1 \Omega$ .
- Fuente de tensión variable (para la prueba de cortocircuito)
- Termómetro, cronómetro.

Los instrumentos y equipos usados en las pruebas del transformador materia de ese trabajo se insertan en Anexo C.

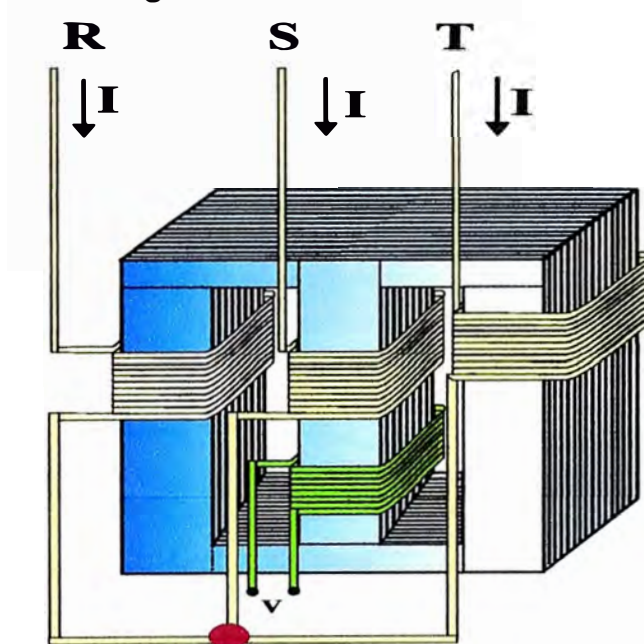
## CAPÍTULO III

### APLICACIÓN PRÁCTICA

Se trata de determinar los datos de bobinado de un transformador, cuyos datos no se conoce. Por sus ventajas en su operación ante cargas desequilibradas se selecciona como conexión del transformador Dy. Y el grupo de conexión DY11 obedece que su uso está muy difundido. La tensión de operación si obedece a una necesidad circunstancial concreta 10/0.23 kV.

#### 3.1 Elaboración de la curva de magnetización.

Para el siguiente circuito magnético:

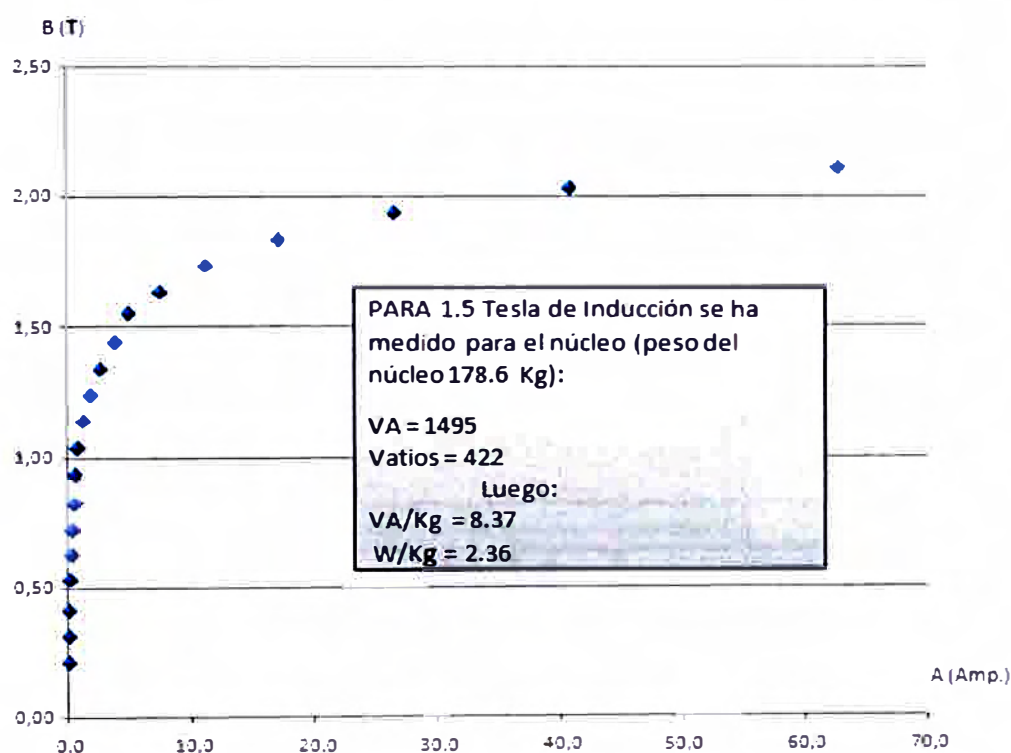


**Figura 3.1: Esquema usado para determinar la curva de magnetización del núcleo.**

La Figura 3.1 simula exactamente el funcionamiento de un transformador trifásico. Se le inyecta una corriente en los arrollamientos de cada columna (aplicándole una tensión equilibrada), cuyo valor se aumenta desde 0 hasta un valor tal que se note la saturación del núcleo.

Cuando la corriente aumenta muy aceleradamente, mientras que la tensión inducida en el arrollamiento auxiliar que se le ha colocado en la comuna central (pudo haber sido otra

columna)  $V$  aumenta muy levemente; estaremos en la zona saturada del núcleo. Graficado los valores tomados de tensión inducida  $V$  en el arrollamiento auxiliar, y la corriente de excitación  $I$ , estaremos graficando indirectamente la curva de magnetización del núcleo  $H$  vs  $B$ . La inducción magnética  $B$  se podrá determinar para cada valor de  $V$  a partir de la expresión (2.4), y; la corriente leída representa el valor de  $H$  multiplicada por una constante conforme nos da a conocer la expresión (2.5). Del mismo modo al colocar un vatímetro al ingreso de la línea se grafica las pérdidas y corriente de excitación en función de la inducción  $B$ , para este núcleo en particular. En gráfico siguiente se muestra los resultados.



**Figura 3.2: Curva de magnetización del núcleo.**

En el gráfico que precede, se nota que el codo de saturación comienza en 1.5 T, por lo que es un valor recomendado para fijar como inducción nominal de trabajo, por lo que se tomará en cuenta este valor para estimar la potencia del transformador materia de nuestra evaluación.

La corriente de vacío es leída directamente por el amperímetro; del mismo modo las pérdidas del núcleo, para ello se tendrá que restar las pérdidas en los arrollamientos a la lectura del vatímetro. Para la inducción recomendada se tuvo lo siguiente datos:

Volt-Amperios= (VA = 1495), pérdidas en el núcleo ( $W_{fe}=442$  vatios), corriente de vacío ( $I_o = 3.7$  A)



### 3.2 Cálculo de potencia del transformador a partir de las dimensiones de su núcleo

Los datos que se tiene para la aplicación práctica, es el núcleo de un transformador trifásico de tres columnas, del cual se poseen los siguientes datos del núcleo:

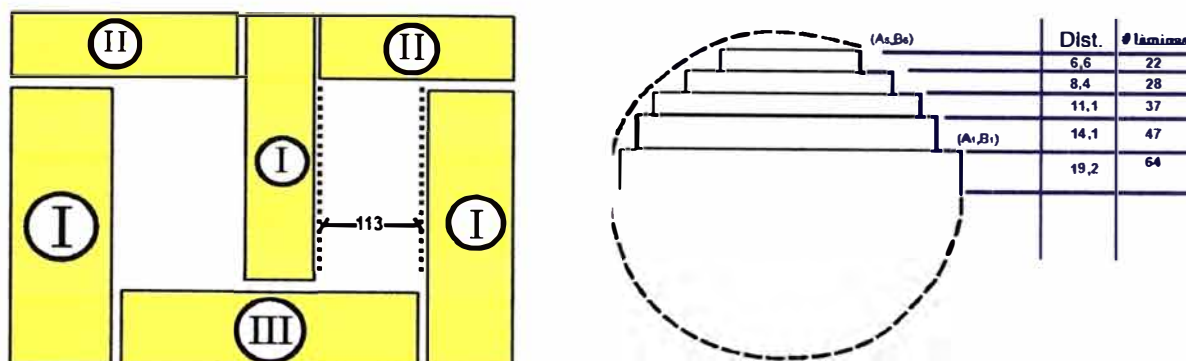


Figura 3.3: vista de la disposición de las láminas y un corte de una de las columnas del núcleo magnético.

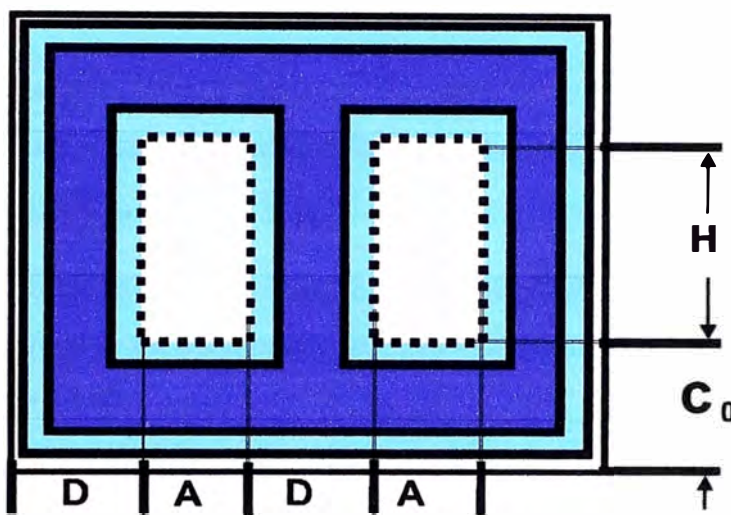


Figura 3.4: Dimensiones del núcleo

$D=125$  mm, diámetro de la circunferencia que circunscribe la sección del núcleo

$H=338$  mm, altura de ventana

$A=107$  mm, ancho de ventana

$C_0$  = Acho del mayor escalón

Tabla 3.1: Láminas para cada uno de los escalones del núcleo.

Pos. Esc.	I			II			III		
	Pzas	Larg.	Anch.	Pzas	Larg.	Anch.	Pzas	Larg.	Anch.
1	372	434	119	248	232	96	122	345	96
2	270	434	106	180	232	96	90	358	96
3	216	434	88	144	232	96	72	376	96
4	162	434	67	108	232	96	54	397	96
5	126	434	39	84	232	96	42	425	96
Peso	106.6 K			40 K			32 K		
Total	178.6 K.								

La tabla mostrada nos da las dimensiones (mm) y cantidad de láminas por cada escalón de hierro silicoso del núcleo magnético.

Haciendo la evaluación de la sección neta:

Las láminas tiene un espesor de 0.3 mm y de los datos previos en la Figura 3.3 se tiene como superficie de la columna del núcleo ( $S_{fe}$ )

$$S_{fe} = f_a \sum_1^5 A_i B_i = f_{fe} \left( \frac{\pi D^2}{4} \right) = 10595.16 \text{ mm}^2 = \text{Área de la sección neta del núcleo} \quad (3.1)$$

Donde  $0.90 \leq f_a \leq 0.97$ , factor de apilamiento

$f_{fe}$  = Factor de plenitud del fierro, su valor varía entre  $\leq 0.80$ ,  $0.91 \geq$ ; toma en cuenta el factor de apilamiento, sección útil dentro de la circunferencia que circunscribe al núcleo. Para nuestro caso este valor es conocido ya que se tiene físicamente el núcleo, luego:

$$f_{fe} = \frac{S_{fe}}{\frac{\pi D^2}{4}} = 0.86, \text{ (conocido)} \quad (3.2)$$

Las siguientes relaciones para la tensión y corriente son conocidas:

Para la tensión eficaz  $V$  inducida en una fase, de la expresión (2.4),

$$V = \sqrt{2} \cdot \pi \cdot F \cdot N \cdot B \cdot S_{fe} = \sqrt[3]{2} \cdot \pi \cdot F \cdot N \cdot \left( \frac{\pi D^2}{4} \right) \cdot f_{fe} \quad (3.3)$$

Para la corriente eficaz que circula a través de un conductor de la sección  $S_{cu}$ , adaptando la expresión de la densidad de corriente a las dimensiones de la ventana del núcleo (cuya área es  $A.H$ , ver Figura 3.4),

$$I = J \cdot \left( \frac{A \cdot H \cdot f_{cu}}{N} \right) \quad (3.4)$$

Donde  $N$ , es la cantidad de espiras en una fase (ya sea primario o secundario, para la cual se está considerando la tensión inducida  $V$ ) por la cual circula la corriente  $I$ , si la corriente considerada es del secundario, también la tensión  $V$ , a considerarse será del lado secundario.

Es sabido que la potencia aparente ( $S$ ) trifásica para valores de tensión y corriente por fase  $V$ ,  $I$ ; se expresa del siguiente modo:

$$S = 3 \cdot V \cdot I \quad (3.5)$$

Reemplazando (3.3) y (3.4) en la expresión anterior se tiene,

$$S = \left( \frac{3^2 \sqrt{2} \pi \cdot F \cdot J \cdot B}{4} \right) \frac{\pi}{4} D^2 A \cdot H \cdot f_{fe} f_{cu} \quad (3.6)$$

Donde a la expresión  $\left( \frac{3^2 \sqrt{2} \pi \cdot F \cdot J \cdot B}{4} \right)$ , se le suele llamar sollicitación específica ( $E$ ).

Para determinar la potencia aparente ( $S$ ) del transformador, se requiere conocer los valores de la expresión anterior. Pero como no se conocen todos los parámetros de la



Ecuación (3.6), algunos de ellos se asumen de acuerdo a la experiencia: el  $f_{cu}$  es tomado de datos estadísticos, la densidad de corriente a su vez depende de este parámetro, todo dependerá de la ventana del núcleo.

$f_{cu}$  = Factor de utilización del cobre, representa qué porción de la ventana está siendo usado por el arrollamiento.

Sus valores de acuerdo a estadísticas que da la experiencia, según la Tabla X de referencias bibliográficas [5], se da a continuación.

**Tabla 3.2: Factor de cobre ( $f_{cu}$ ).**

kV kVA	3.6	12.5	36
40	0.26	0.23	0.15
160	0.30	0.27	0.18
500	0.34	0.30	0.22

$f_{cu} = 0.26$  - de la Tabla 3.2

$F = 60$  hz. Es la frecuencia de trabajo.

$J = \leq 2.2, 3.5 \geq$ ; Densidad de corriente, A/mm<sup>2</sup>

$J = 3.5$  A/mm<sup>2</sup>

$B = 1.5$  T; Inducción magnética valor recomendado según evaluación efectuada en 3.1 (observemos que el codo de saturación se da en el intervalo  $\leq 1.4, 1.6 \geq$ )

$N$  = Número de espiras en la fase, como se aprecia en la ecuación 3.4, su valor no interviene para el estimado de la potencia.

Reemplazando valores, en la ecuación 3.6

$$S = \left( \frac{3 \times \sqrt{2} \times \pi \times 60 \times 3.5 \times 1.5}{4} \right) \frac{\pi}{4} \times 0.125^2 \times 0.107 \times 0.338 \times 0.86 \times 0.26$$

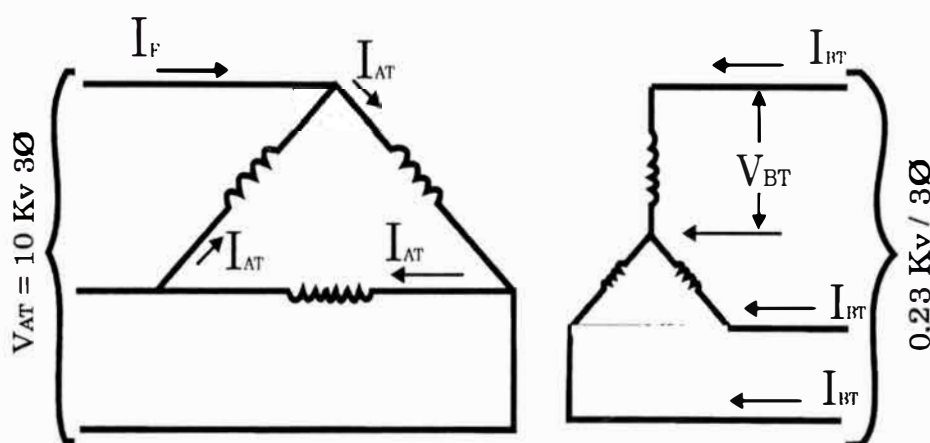
$$S = 104.16 \text{ kVA}$$

Esta potencia se tratará que confirmar o reajustar, confrontándolo con el resultado de posteriores evaluaciones. Para determinar el valor real del factor de utilización del cobre  $f_{cu}$ , se tendrá que hacer la disposición de los conductores dentro de la ventana del núcleo, para la potencia estimada. En realidad todo dependerá de la disposición que se haga de los conductores en la ventana del núcleo, mientras más alta sea el nivel de tensión mayores distancias deberá considerarse; por cuestiones de aislamiento, por tanto se tendrá menores factores de cobre ( $f_{cu}$ ).

### 3.3 Determinación de los datos de bobinado.

Habiéndose estimado una potencia (100 kVA) a partir de la expresión (3.6); se determina la corriente de fase en cada devanado (primario y secundario), dependiendo de su tipo de conexión ( $\Delta$  ó Y), y; como la densidad de corriente es un parámetro de diseño estándar conocido, se determinan las secciones de las espiras. A su vez el número de espiras en el primario y secundario de cada fase se determina por la conocida ley de Faraday; ya que la inducción de trabajo se ha determinado en la Sección 3.1 y las tensiones de fase son conocidas.

Para la potencia estimada según la expresión (3.2), se pueden determinar las corrientes y tensiones en la bobina por fase; los cuales estarán montados en cada uno de las tres columnas.



**Figura 3.5: Datos de tensión y corriente por fase (en cada bobina) para 100 kVA.**

$$V_{AT} = 10 \text{ kV}$$

$$I_{AT} = 3.33 \text{ A}$$

$$V_{BT} = 0.133 \text{ kV}$$

$$I_{BT} = 251 \text{ A}$$

- Sección del conductor para el devanado del primario

$$S_{cu1} = \frac{I_{AT}}{J} = \frac{3.33}{3.5} = 0.952 \text{ mm}^2$$

De los datos que se consignan en anexos (tabla de conductores esmaltados: Anexo D), se selecciona el conductor de 17 AWG, cuya sección es de  $1.04 \text{ mm}^2$ .

- Sección del conductor para el devanado del secundario

$$S_{cu2} = \frac{I_{BT}}{J} = \frac{251}{3.5} = 71.71 \text{ mm}^2$$

Diferentes proveedores de platinas de cobre desnudo, ofrecen este material con secciones que cubren toda la gama de necesidades. Por lo que se selecciona una sección de conductor de  $18 \times 4 \text{ mm}$ , cuya sección es de  $72.0 \text{ mm}^2$ , (en realidad la sección es algo

menor, debido a la curvatura en los bordes que presenta la platina de cobre, pero para nuestro propósito es despreciable).

Criterio de elección: Existen diferentes combinaciones de espesor y ancho que tienen el área de sección buscada; pero, se debe elegir aquella que se acomode mejor al espacio disponible, es decir en lo posible en cada capa debe acomodarse la misma cantidad de espiras en la altura de ventana disponible, conservando la distancia a los yugos.

Número de espiras:

Como la tensión inducida por fase  $V_f$  es, como lo indicado en expresión (2.4); se puede determinar los voltios por espira ( $V_e$ ), que es la tensión inducida en una espira para la inducción y el núcleo dado.

$$V_e = \frac{V_f}{N} = \sqrt{2} \cdot \pi \cdot F \cdot B \cdot S_{fe} \quad (3.7)$$

$$V_e = \sqrt{2} \cdot \pi \times 60 \times 1.5 \times 10.595 \times 10^{-3} = 4.2365 \text{ V/esp.} \quad (3.8)$$

- Espiras en el secundario (conexión  $Y$ ):

$$N_{BT} = \frac{V_s}{V_e} = \frac{132.79}{4.2365} = 31.3 < > 32$$

La cantidad de espiras en una bobina no puede ser fraccionaria, por lo que se debe tomar un número entero; si se escoge 32 espiras en vez de 31, se estará favoreciendo la operación del transformador al exigirle menor inducción, la cual conlleva al menor ruido, menores pérdidas en el núcleo. Por lo tanto se fija en 32 las espiras en el secundario.

- Espiras en el primario (conexión  $\Delta$ ):

$$N_{AT} \cdot I_{AT} = N_{BT} \cdot I_{BT} \quad (\text{Por la ley de Ampere})$$

$$N_{AT} \times 3.33 = 32 \times 251$$

$$N_{AT} = 2410 \text{ espiras}$$

**Tabla 3.3: Resumen de espiras y sus secciones en cada fase.**

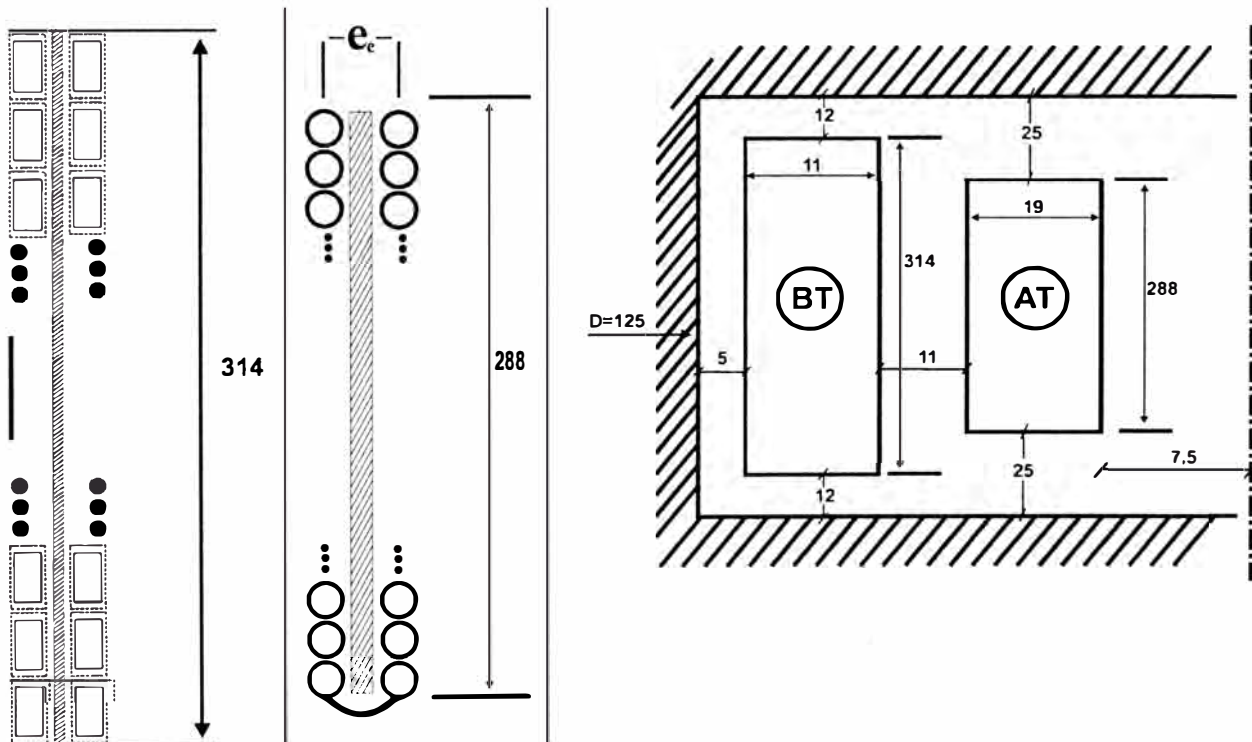
Arrollamiento	Tensión (V)	Espiras (N)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal (mm)	Diámetro con aislamiento (mm)
Secundario	132.79	32	72.0	18x4	18.5x4.5
Primario	10500	2530	1.04	1.15	1.24
	10250	2470			
	1000	2410			
	9750	2350			
	9500	2289			

Disposición de los devanados: En la Tabla 3.4 siguiente se dan las características eléctricas de los materiales de mayor uso en la construcción de las bobinas de un transformador sumergido en aceite.

**Tabla 3.4: Características de los materiales aislantes más comunes.**  
Fuente: Literatura [5] de bibliografía.

Material aislante	Espesor mm	Rigidez dieléctrica kV/mm	Tensión disruptiva kV
Papel kraft	0.5	16	8
Esmalte	0.097	80	7.76
Presspan	0.5	47.5	23.75
Thermopox	0.25	48	12
Presspan	1	25	28
Fibra	4	7	28
Aceite	4	8	32
Presspan	2.5	22	32

En la siguiente figura se observa la distribución de las bobinas de baja tensión y alta tensión, a su vez la ubicación de ambas bobinas dentro del núcleo magnético.



**Figura 3.6: Dimensiones y disposición de las bobinas en el núcleo magnético.**

### 3.3.1 Datos del bobinado de baja tensión.

Altura de bobina de Baja Tensión ( $h_{BT}$ ):

$$h_{BT} = A_{pt}(e_{BT}+1) = 18.5 \times (16+1) = 314 \text{ mm.}$$

Donde  $A_{pt}$  es el ancho de platina incluido el aislamiento (encintado con papel kraft), y  $e_{BT}$ , es la cantidad de espiras por capa.

Espesor de la bobina de Baja Tensión ( $d_{BT}$ ) será:

$$d_{BT} = 2 \times 4.5 + 2 = 11$$

En general el espesor de la bobina será la cantidad de capas por el espesor de la platina incluido el aislamiento; mas la suma del papel aislante entre capas.

Téngase en cuenta que la separación entre capas y la separación al núcleo, obedece más a cuestiones térmicas y de buena consistencia mecánica en vez de cuestiones de aislamiento.

### 3.3.2 Datos del bobinado del lado de alta tensión.

Como se tiene la cantidad total de espiras en lado de AT, mostrado en la Tabla 3.3; se distribuirá estas espiras en una determinada cantidad de capas, tratando de aprovechar al máximo la ventana disponible, bajo las siguientes consideraciones:

- Se debe mantener una separación apropiada de la bobina de AT a los yugos, y a la bobina del lado de BT.
- El aislamiento entre capas debe ser lo suficiente para evitar la descarga entre capas.

La Tabla VII de la bibliografía [5] (que a su vez fue tomado de “Die Praktische Berechnung Elektrischer Maschinen”), recomienda los siguientes valores como distancias de seguridad:

**Tabla 3.5: Espaciamientos recomendados de las bobinas dentro del núcleo magnético.**

kV	Separación (mm)			Espacio (mm) entre bobinas de AT y BT			
	Al núcleo	Al yugo	Entre fases	Aceite	Cartón	Aceite	Total
6	6	12	12	4	2	4	10
11	10	15	15	4	2.5	4	10.5
22	10	25	25	4	3	4	11
33	10	40	40	5	5	5	15
50	10	50	50	5	5	8	18

Con estas recomendaciones se ha podido distribuir de la siguiente manera

Con una separación entre el yugo del núcleo y la bobina de AT de 25 mm, se tiene una altura de columna de bobinado de AT ( $h_{AT} = 288$  mm.); en la cual se distribuye 10 capas de 231 espiras, y; 1 capa de 220.

Separación entre capas: Ésta distancia debe ser capaz de soportar los esfuerzos que se establecerá cuando sea sometida a la prueba de tensión inducida (20 kV, a 120 Hz).

Como en 2 capas contiguas están dispuestos 462 espiras; en el caso más crítico existirá una tensión entre capas  $e_e$  de 3.83 kV:

En la Tabla 3.4, se ve que el papel presspan de 0.5 mm, tiene una tensión disruptiva de 23.75 kV, la cual es muy superior a la tensión entre dos capas contiguas hallada para la prueba de tensión inducida. Por lo que se selecciona este material como aislante entre capas de la bobina de AT.

Luego el espesor de la bobina de AT ( $d_{AT}$ ) será:

$$d_{AT} = 11 \times 1.24 + 10 \times 0.5 = 19 \text{ mm}$$

Resumen:

$$h_{BT} = 314 \text{ mm}$$

$$h_{AT} = 288 \text{ mm}$$

$$D_{BT} = 125 + 10 + 11 = 146 \text{ mm (diámetro medio de la bobina de BT)}$$

$$D_{AT} = 125 + 10 + 22 + 22 + 19 = 198 \text{ mm (diámetro medio de la bobina de AT)}$$

$$\Delta = 11/3 + 11 + 19/3 = 21 \text{ (ver Figura 2.7)}$$

$$h = 314/2 + 288/2 = 301 \text{ (altura media de ambas bobinas)}$$

$$q = 11 + 11 + 19 = 41 \text{ (ver Figura 2.7)}$$

$$K_R = 1 - \frac{41}{\pi \cdot 301} = 0.9566 \text{ (expresión (2.21))}$$

$$d_m = 135 + 19/3 + 5(11/3) + 11 = 170.67 \text{ (de la expresión (2.22))}$$

### 3.4 Pérdidas.

Pérdidas en el cobre:

La ecuación 2.14 expresa las pérdidas una bobina de longitud L; pero como en cada fase tenemos dos bobinas (AT y BT), la pérdidas por fase estará expresado del siguiente modo.

$$w_{cu} = R_{BT}(I_{BT})^2 + R_{AT}(I_{AT})^2 \quad (3.9)$$

$$R_{BT} = \rho \frac{L_{BT}}{S_{cu2}}; R_{AT} = \rho \frac{L_{AT}}{S_{cu1}}; \text{ Resistencia de los bobinados de BT y AT respectivamente.}$$

$L_{BT}, L_{AT}$ ; Longitud total de las espiras por fase de la bobina de BT y AT respectivamente

$S_{cu1}, S_{cu2}$ ; Sección del conductor de la espira, primaria y secundaria respectivamente

$I_{BT}, I_{AT}$ ; Corriente por fase en el secundario y primario.

$\rho$ ; = 0.01786 ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ); Resistividad del cobre a 20 °C,

Reemplazando datos en (3.9).

$$w_{cu} = \rho \frac{\pi \cdot 0.146 \times 32}{72} (251)^2 + \rho \frac{\pi \cdot 0.198 \times 2410}{1.04} (3.333)^2 = 229.4 + 286.0 = 515.4 \text{ Watts.}$$

Este valor es por fase; luego, las pérdidas en las 3 fases serán:

$$W_{\text{cu}(20^{\circ}\text{C})} = 3w_{\text{cu}} = 1.5462 \text{ kW.}$$

Estas pérdidas están calculadas para una temperatura de 20°C, pero según las normas Itintec 370.002 las pérdidas deben estar referidas a 75°C, para ello habrá que calcular las resistencias de la expresión (3.9) aplicando la corrección dado en expresión (2.23), resultando:

$$W_{\text{cu}(75^{\circ}\text{C})} = 1.8797 \text{ kW}$$

Pérdidas en el circuito magnético:

El estudio teórico y las relaciones matemáticas para evaluar las pérdidas (secciones 2.4.1, 2.4.2) son imprecisas, ya que no consideran defectos de construcción, tampoco considera pérdidas en las estructuras metálicas (soporte, caja, espárragos ...), rebabe de las láminas; por lo que para evaluar las pérdidas en el núcleo y la corriente de excitación se usan las curvas proporcionado por los fabricantes, W/k vs  $B_m$ , VA/k vs  $B_m$ ; como en nuestro caso no se dispone de estas curvas se limitará a determinar sus valores a partir de pruebas. En la sección 3.1 se ha determinado que las pérdidas en el núcleo magnético.

$$W_{\text{fe}} = G_{\text{fe}} Q_{\text{fe}} F_{\text{pf}} \quad (3.10)$$

$G_{\text{fe}}$  = Peso del fierro silicoso, este dato se conoce puesto que se tiene físicamente el núcleo  
 $Q_{\text{fe}}$ ; Dado en tablas del fabricante (Watts/kilo)

$F_{\text{pf}} \approx 1.2$  Factor empírico, toma en cuenta forma del núcleo, tipo de ensamble calidad de corte.

En la prueba de vacío (sección 2.7.5) se miden las pérdidas de vacío y corriente de vacío del núcleo del transformador. Para nuestro caso se ha determinado estos datos a partir de la evaluación del núcleo magnético en sección 3.1, pero para la inducción de trabajo recomendado ( $B = 1.5\text{T}$ ). Con esta inducción se determinó la cantidad de espiras en el secundario resultando 31.3 vueltas; por lo que se optó en usar 32, a consecuencia de ello la inducción de trabajo bajó a 1.47 T en vez de 1.5 T, por lo que los valores medidos difieren levemente.

$$W_{\text{fe}} = 395 \text{ Vatios (pérdidas de vacío)}$$

$$I_0 = 3.56 \text{ Amperios (corriente de vacío)}$$

### 3.5 Tensión de cortocircuito.

Conforme se expuso en 2.5 la tensión de cortocircuito se compone de 2 componentes  $v_r$  y  $v_x$ , y debe estar referirlo a la temperatura de 75 °C, de la expresión (2.17) se tiene:



$$v_r \% = \frac{P_{Cu(75^\circ C)}}{S_N} = \frac{1.8797}{100} \times 100 = 1.88 \%$$

Del mismo modo, a partir de la expresión (2.18) se tiene:

$$v_x \% = \frac{B_d A_d}{B_m S_{fe}} \times 100$$

De la ecuación (2.4) se puede despejar  $B_m S_{fe}$ . Si la tensión  $V_{ef}$  es del primario, entonces  $N$  también deberá ser del primario, reemplazando:

$$B_m S_{fe} = \left( \frac{V_{ef}}{\sqrt{2} \pi F N} \right) = \left( \frac{10000}{\sqrt{2} \pi 60 \times 2410} \right) = 15.566 \times 10^{-3} \text{ (T}\cdot\text{m}^2\text{)}$$

Asimismo se determinan los valores de  $B_d$  y  $A_d$ , para los cual se tienen las dimensiones necesarias en la Figura 3.6 que es su análogo de Figura 2.7.

$$B_d = \frac{\mu_0 \sqrt{2} (NI)}{h} K_R = \frac{4 \sqrt{2} \pi 10^{-7} (2410 \times 3.333)}{0.301} (0.9566) = 45.371 \times 10^{-3} \text{ T}$$

$$A_d = \pi d_m (\Delta) = \pi (0.171) (0.021) = 11.281 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

$$v_x \% = \frac{45.371 \times 10^{-3} \times 11.281 \times 10^{-3}}{15.566 \times 10^{-3}} \times 100 = 3.29\%$$

Luego reemplazando en expresión (2.16).

$$v_{cc} = \sqrt{1.88^2 + 3.29^2} = 3.79 \%$$



## **CAPÍTULO IV**

### **DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES**

Esta parte del informe está orientado específicamente a técnicas de pruebas y diagnósticos usados para evaluar la condición del aislamiento del transformador de potencia. El diagnóstico de transformadores requiere equipos especializados y personal altamente entrenado.

Determinar la condición del transformador es útil para tomar una decisión rápida respecto a la operación y mantenimiento. Evaluar la condición del transformador a través de técnicas de diagnóstico es asimismo importante para estudios de gestión de activos, para reemplazar el transformador. La condición del transformador es un importante insumo a considerar para determinar la mejor alternativa de rentabilidad para renovar una planta energética (es decir, continuando su uso, reparación, o reemplazo).

#### **4.1 Análisis de gases disueltos.**

Análisis de gases disueltos (DGA: Dissolved Gas Analysis) es la herramienta más importante para determinar la condición de un transformador. Es el primer indicador de un problema que puede identificar deterioro de aislamiento y aceite, sobrecalentamiento, puntos calientes, descargas parciales, y formación de arcos. La “salud” del aceite es el reflejo de la salud del mismo transformador. Análisis de gases disueltos consiste en enviar una muestra del aceite de un transformador a un laboratorio para sus pruebas. El indicador más importante es la proporción entre el individual y total de gases generados (TCG: Total Combustible Gas).

##### **4.1.1 Diagnóstico del transformador usando la concentración individual y total de gases disueltos.**

Una guía de cuatro condiciones DGA para clasificar riesgos para transformadores con ausencia de problemas previos ha sido publicado en la norma IEEE C57-104 (referencias bibliográficas [11]). La guía usa como indicadores la concentración individual y total de gases disueltos. No es universalmente aceptado y es solamente una

de las herramientas usadas para evaluar gases disueltos en transformadores. Las cuatro condiciones y las definiciones de niveles de gas son mostradas en Tabla 4.1 que sigue

**Tabla 4.1: Límites de concentración de gas en partes por millón (ppm).**

Condición	Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	Metano (CH <sub>4</sub> )	Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Monóxido de Carbono (CO)	Dióxido de Carbono (*) (CO <sub>2</sub> )	TDCG
Cond. 1	100	120	35	50	65	350	2,500	720
Cond. 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2,500-4,000	721-1,920
Cond. 3	701-1,800	401-1,000	51-80	101-200	101-150	571-1,400	4,001-10,000	1,921-4,630
Cond. 4	>1,800	>1,000	>80	>200	>150	>1,400	>10,000	>4,630

No se ha incluido para TDCG porque no es un gas combustible.

Fuente: IEEE (Std) C57-104 (referencia bibliográfica [11]).

**Condición 1:** Gas combustible total disuelto (TDCG: Total Dissolved Combustible Gas) debajo de este nivel indica que el transformador está operando satisfactoriamente. Cualquier gas combustible excedente del nivel especificado en Tabla 4.2 debe tener investigación adicional.

**Condición 2:** TDGC dentro de este rango indica un nivel de combustible mayor que lo normal. Cualquier gas combustible excedente a lo especificado en Tabla 4.2 debe tener investigación adicional. Una falla puede estar presente. Tomar muestras suficientes de DGA al menos hasta calcular la cantidad de generación diaria para cada gas (Ver Tabla 4.2 para frecuencia de muestras y acciones recomendadas).

**Condición 3:** TDGC dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición de aislamiento de celulosa y/o aceite. Cualquier gas combustible excedente a lo especificado en los niveles de la Tabla 4.1 debe tener investigación adicional. Una falla o fallas están probablemente presentes. Tomar suficiente DGA muestras para calcular la cantidad de gases generados por día.

**Condición 4:** TDCG con este rango indica excesiva descomposición de aislamiento de celulosa y/o aceite. Continuar operando puede resultar en falla del transformador.

Un súbito incremento de gases y la proporción en la producción de gas es más importante en la evaluación del transformador que la cantidad de gas acumulada. Una importantísima consideración se debe tener con el acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>). Generación de alguna cantidad de este gas por encima de pocos ppm indica alta energía por arco eléctrico. Unos pocos ppm pueden ser generados por una muy alta temperatura de falla (500 °C o mayor). Algún arco, causado por un rayo cercano o falla de alta tensión, puede asimismo generar

pequeña cantidad de  $C_2H_2$ . Si  $C_2H_2$  se halla en la DGA, muestras de aceite deben tomarse semanalmente o incluso diariamente para determinar si  $C_2H_2$  adicional está siendo generado. Si no se halla adicional acetileno y el nivel está por debajo de la condición 4 (Tabla 4.1), el transformador puede continuar en servicio. Sin embargo, si el acetileno continúa incrementándose, el transformador tiene activa alta energía por arco eléctrico y debe ser sacado de servicio inmediatamente. Seguir operando es extremadamente peligroso y puede resultar en explosión del tanque.

**Tabla 4.2: Acciones de operación basados resultados de (TDCG).**

Condición	Total de gases combustibles TDCG o volumen mas alto de gas individual (Ver Tabla 4.1)	Generación de gases TDCG (ppm/día)	Intervalo de muestras y acciones de operación por generación de gas	
			Intervalo de muestras	Acciones a tomar
Condición 1	<720 ppm de TDCG o mayor gas individual de la Tabla 4.1	<10	Anualmente: 6 meses para extra alta tensión	Continúe normal operación
		10-30	Trimestral	
		>30	Mensual	
Condición 2	721–1,920 ppm de TDCG o mayor gas individual de la Tabla 4.1	<10	Trimestral	Precaución. Analizar gas individual para encontrar causa. Determinar si la producción de gas depende la carga.
		10-30	Mensual	
		>30	Mensual	
Condición 3	1,921–4,630 ppm de TDCG o mayor gas individual de la Tabla 4.1	<10	Mensual	Precaución. Analice gases individuales para encontrar causa. Plan de corte. Llamar al fabricante y otros consultores para asesoramiento.
		10-30	Semanal	
		>30	Semanal	
Condición 4	>4,630 ppm de TDCG o mayor gas individual de la Tabla 4.1	<10	Semanal	Extrema precaución. Analisis gas individual para hallar causa. Plan de corte. Llamar al fabricante y otros consultores para asesoramiento.
		10-30	Diario	
		>30	Diario	Considera poner fuera de servicio. Llamar al fabricante y otros consultores para asesoramiento.

Fuente: IEEE (Std) C57-104 (referencia bibliográfica [11]).

#### Aclaraciones:

1. Cualquiera de los dos; la condición más alta basado sobre individual gas combustible o TDCG deben determinar la condición (1, 2, 3, o 4) del transformador. Por ejemplo, si la TDCG está entre 1921 ppm y 4630 ppm, esto indica condición 3, sin embargo, si hidrógeno está por encima de 1800 ppm, el transformador está en condición 4, como lo mostrado en Tabla 4.1.

2. Determinar si la producción de gas depende la carga: quiere decir, trata de encontrar si la generación de gas ppm/día varía (crece o disminuye) con la carga. El transformador puede sobrecargarse o tener un problema de refrigeración. Tome muestras de aceite cada vez que la carga cambia; si la carga cambia muy frecuentemente, esto podría no ser

posible.

3. Para determinar la tasa de generación de TDCG, dividir el cambio de TDCG en el intervalo de días en las cuales se han tomado las muestras mientras que el transformador estuvo operando. Días fuera de servicio no serán incluidos. La tasa de generación individual en ppm/día es determinado por el mismo método.

4. Los transformadores generan algunos gases combustibles en operación normal, y la condición de la cantidad de gases disueltos dados en IEEE C-57-104-1991 (Tabla 4.1 de arriba) son extremadamente conservadores. El transformador puede operar de maneja segura con gases individuales en Condición 4 sin problemas, siempre que ellas sean estables y los gases no se incrementen, o se incrementen muy lentamente. Si TDCG y gases individuales se incrementan significativamente (mas que 30 ppm por día), una falla está en progreso. El transformador debería ser des-energizado, cuando se han alcanzado la condición 4.

La Tabla 4.2 asume que no se han efectuado pruebas anteriores de DGA en el transformador o que no existen datos recientes. Si una prueba DGA anterior existe, debe ser revisado para determinar si la situación es estable (los gases no se han incrementado significativamente). Ver Tabla 4.3 para evaluar las emisiones y decidir si los gases se han incrementado significativamente.

#### **4.2 Diagnosticar situación de un transformador usando análisis de gases disueltos y el triangulo de Duval.**

No se debe usar el triangulo Duval para determinar si un transformador tiene o no una falla. Notar que no existe un área en el triangulo para un transformador que no tiene problema. El triangulo mostrara una falla para cada transformador si efectivamente tiene una falla o no. Use el método de la IEEE o Tabla 4.3 para determinar si un problema existe antes de aplicar el triangulo de DUVAL. El triangulo de DUVAL es solamente usado para diagnosticar cuál es el problema. Al igual que otros métodos una cantidad significativa de gas (al menos límites L1 y G2 de tasa de generación en Tabla 4.3), debe ya estar presente antes para que este método sea válido.

##### **4.2.1 Origen del triángulo de Duval.**

Michel Duval de Hidro Quebec desarrolló este método en los 1960s usando base de datos de millares de DGAs y diagnósticos de problemas de transformadores. Más recientemente, este método fue incorporado en el Software de Análisis de Transformadores en Aceite Versión 4 (TOA 4), desarrollado por Delta X Research y es usado por muchos en

la industria para diagnosticar problemas en el transformador. Este método ha mostrado ser exacto y confiable en muchos años y está ahora ganando popularidad. Este método y cómo usar es descrito a continuación.

#### **4.2.2 Cómo usar el Triángulo de Duval.**

1. Primero determinar si existe algún problema usando el método IEEE de arriba (Tabla 4.1), y /o Tabla 4.3. Al menos uno de los gases hidrocarburos o hidrógeno ( $H_2$ ), debe estar en la condición 3 de la Tabla 4.1 e incremento de generación ( $G_2$ ) de la Tabla 4.3, antes que el problema sea confirmado. Para usar la Tabla 4.3 de abajo sin el método IEEE, al menos uno de los gases individuales debe estar en el nivel o por encima de L1 y el incremento de generación de gas al menos en el nivel G2. El límite L1 y el incremento de generación de gas de la Tabla 4.3 de abajo es más confiable que el método IEEE. Uno debe usar ambos métodos para confirmar que un problema existe. Si existe un súbito incremento de  $H_2$  con solamente monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y poco o ninguno de gases hidrocarburos, usar el método de la relación  $CO_2/CO$  para determinar si está siendo degradado celulosa por sobrecalentamiento (ver sección 4.13).

2. Una vez que se haya determinado que un problema existe usar la acumulación de tres grasas del triangulo de DUVAL y dibujar los porcentajes del total en el triangulo para llegar a un diagnostico. Un ejemplo es mostrado más abajo. Asimismo, calcular la cantidad de los tres gases generados usados en el triangulo DUVAL desde el inicio del súbito incremento. Restando la cantidad de gases generados anterior al súbito incremento dará la cantidad de gases generados desde que la falla comenzó. Detalladas instrucciones y un ejemplo es mostrado más abajo.

- a. Tomar la cantidad (ppm) de metano ( $CH_4$ ) en DGA y restar la cantidad de  $CH_4$  de la anterior DGA antes del súbito incremento de gases. Esto dará la cantidad de metano generado desde que el problema comenzó.
- b. Repetir el proceso para los dos gases restantes, el etileno ( $C_2H_4$ ) y acetileno ( $C_2H_2$ ).

3. Sumar las tres cantidades (diferencias) obtenidas por el proceso del paso 2 de arriba. Esto dará el 100% de los tres gases generados desde la falla, usados en el triangulo de Duval.

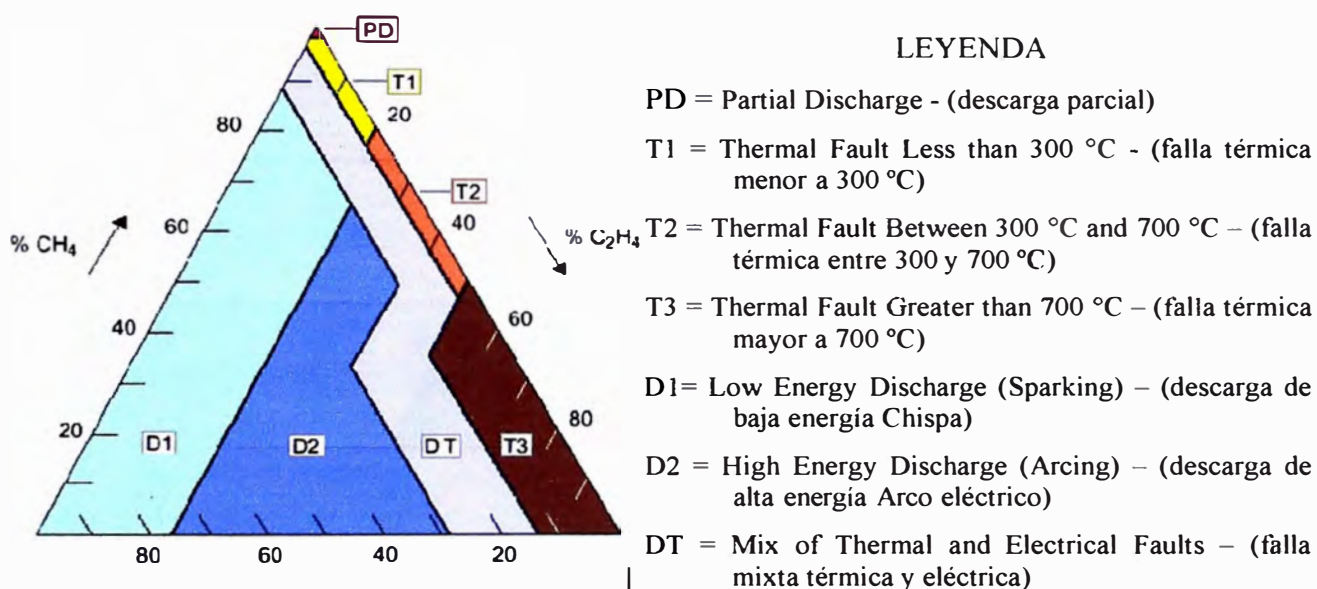
4. Dividir la diferencia de cada gas individual entre la diferencia total de gases obtenidos en el paso 3 de arriba. Esto dará el porcentaje de incremento de cada gas del incremento total.

5. Dibujar el porcentaje de cada gas en el triangulo DUVAL, empezando en el lado

indicado para aquel gas en particular. Dibujar líneas a través del triángulo para cada gas paralelo a la marca en cada lado del triángulo. Un ejemplo es dado abajo.

- En muchos casos, acetileno ( $C_2H_2$ ) será 0 y el resultado sería un punto en el lado derecho del triángulo de Duval.

Comparar el diagnóstico del gas total acumulado y el diagnóstico obtenido usando solamente el incremento en gases después de la falla. Si es que la falla ha existido por algún tiempo, o si el incremento de generación es alto, los dos diagnósticos darán lo mismo. Si el diagnóstico no es el mismo, siempre usar el diagnóstico del incremento de gases generados por la falla que será la más severa de los dos. Ver el ejemplo de abajo de un transformador donde el diagnóstico usando incremento de gases es más severo que cuando se usa el acumulado total de gas.



**Figura 4.1 Triángulo de Duval.**

Fuente: Referencias bibliográficas [8].

**Tabla 4.3. Límites L1 y límites de la tasa de generación por mes.**

Gas	Límite L1	Límite G1 (ppm/mes)	Límite G2 (ppm/mes)
H <sub>2</sub>	100	10	50
CH <sub>4</sub>	75	8	38
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	3	3	3
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	75	8	38
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	75	8	38
CO	700	70	350
CO <sub>2</sub>	7,000	700	3,500

Fuente: Referencias bibliográficas [8].

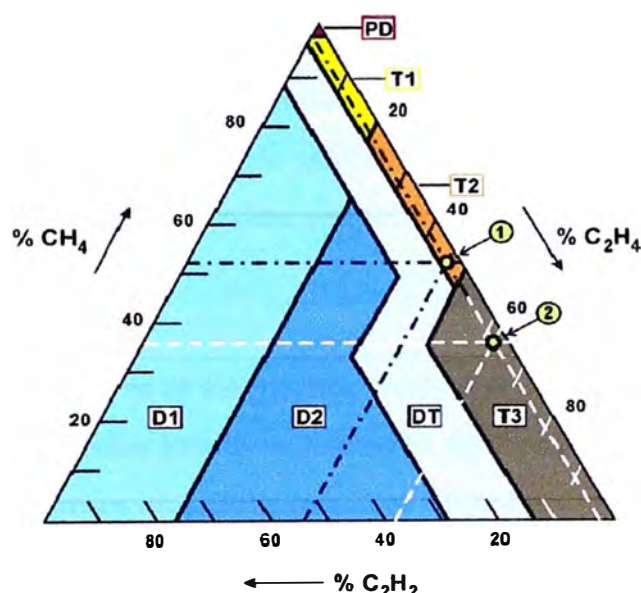


Ejemplo:

Usando Figura 4.2 y la información dada en el cuadro siguiente dos diagnósticos de un transformador fueron obtenidos.

**Tabla 4.4: Datos de 2 DGAs, para pronosticar una falla usando el triángulo de Duval.**

	DGA N <sup>o</sup> 1	DGA N <sup>o</sup> 2	Incremento
CH <sub>4</sub>	142	192	50
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	84	170	86
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	4	7	3
CO	176	199	23
CO <sub>2</sub>	1009	2326	1317



**Figura 4.2: Diagnósticos hallados usando el triángulo de Duval.**

El primer diagnóstico (punto 1 de la Figura 4.2), fue obtenido usando la cantidad total de los tres gases usados por el triángulo de DUVAL. El segundo diagnóstico (punto 2 de la Figura 4.2) fue obtenido usando solamente el incremento de gases entre dos DGAs. CO y CO<sub>2</sub> son usados para evaluar celulosa.

- Pasos para obtener el primer diagnóstico (punto 1 de la Figura 4.2)

1. Usar la cantidad de gas total acumulado de DGA 2 = 369
2. Dividir cada gas por el total para encontrar el porcentaje de cada gas sobre el total.  
 $\%CH_4 = 192/369 = 52\%$ ,  $\%C_2H_4 = 170/369 = 46\%$ ,  $\%C_2H_2 = 7/369 = 2\%$ ,
3. Dibujar 3 líneas a través del triángulo de Duval comenzando con los porcentajes obtenidos en el paso 2. Estas líneas deben dibujarse paralelas a la marca sobre el respectivo lado. Ver las líneas negras punteadas en la Figura 4.2 de arriba.
4. Punto 1 de la Figura 4.2, es obtenido cuando las líneas se interceptan en zona T2 del



diagnóstico del triángulo, que indica una falla térmica entre 300 y 700°C. Ver leyenda de la Figura 4.1.

- Pasos para obtener el segundo diagnóstico (punto 2 de la Figura 4.2):

1. Usar el incremento total de gas = 139
2. Dividir el incremento de cada gas por el incremento total para encontrar el porcentaje de cada gas sobre el total.  
 $\% \text{ incremento CH}_4 = 50/139 = 36\%$ ,  $\% \text{ incremento C}_2\text{H}_4 = 86/139 = 46\%$ ,  $\% \text{ incremento C}_2\text{H}_2 = 3/139 = 2\%$ ,
3. Dibujar tres líneas sobre el triángulo de Duval comenzando en el porcentaje obtenido en el paso 2. Estas líneas deben ser dibujadas paralelas a la marca en el respectivo lado. Ver la línea blanca punteada en la Figura 4.2 de arriba. Notar que C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> fue el mismo porcentaje (2%) en ambas veces; y por ello ambas líneas son la misma.
4. Punto 2 de la Figura 4.2 es obtenido cuando las líneas se interceptan en el área de diagnóstico T3 del triángulo que indica una falla térmica superior a 700°C. Ver leyenda de la Figura 4.1.

Observación:

- El Punto 2 de la Figura 4.2 es el diagnóstico más severo obtenido usando el incremento de gases en vez que los gases totales acumulados. Es de ayuda ejecutar ambos métodos para verificar; muchas veces ambos diagnósticos serán los mismos.
- CO y CO<sub>2</sub> son incluidos para mostrar que la falla no involucra severa degradación del aislamiento de celulosa.

La relación del gas total acumulado  $\text{CO}_2/\text{CO} = 2326/199 = 11.7$

La relación del incremento  $\text{CO}_2/\text{CO} = 1317/23 = 57$ . Ninguno de estos valores es suficientemente bajo para dar preocupación. Esto muestra que la falla térmica no está suficientemente cerca del aislamiento de celulosa para causar degradación por calor. El incremento grande en CO<sub>2</sub> podría indicar una fuga atmosférica.

La falla es probablemente una mala conexión en la base del aislador, una mala conexión o un mal contacto en el tap del conmutador o un problema con la tierra del núcleo. Cualquiera de estos problemas puede causar el resultado revelado por el diagnóstico del triángulo de Duval. Estos son áreas donde una falla no degrada aislamiento de celulosa que causarían la relación del CO<sub>2</sub>/CO muy por debajo de lo obtenido.

### 4.3 Prueba físico-químico del aceite.

Los análisis Físico - Químicos proporcionan la información relativa a la calidad del

aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, así como una proyección de los efectos que la condición del aceite puedan aportar al sistema de aislamiento. Los análisis Físico-Químicos se componen de un grupo de pruebas predeterminadas y procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente.

#### **4.3.1 Rigidez dieléctrica.**

Es la Tensión a la cual el aceite permite la formación de un arco. Esta prueba permite medir la aptitud de un aceite para resistir los esfuerzos dieléctricos. La prueba da una indicación de la cantidad de contaminación (agua y partículas de oxidación) en el aceite. Laboratorios DGA típicamente usa normas ASTM D-1816. Usando pruebas según D-1816, la mínima descarga es 20 kilovoltios (kV) para transformadores que operan a menos de 288 kV, y 25 kV para transformadores que operan encima de los 287.5 kV. Si es que la prueba de rigidez dieléctrica falla por debajo de estos valores, el aceite debe ser reciclado.

La prueba de rigidez dieléctrica no es muy valiosa; humedad en combinación con oxígeno y calor puede destruir aislamiento de celulosa mucho antes que la rigidez dieléctrica del aceite indique que algo está yendo mal. La prueba de rigidez dieléctrica asimismo no revela nada acerca de ácidos y lodo. Las pruebas explicadas más abajo son mucho más importantes en tal sentido.

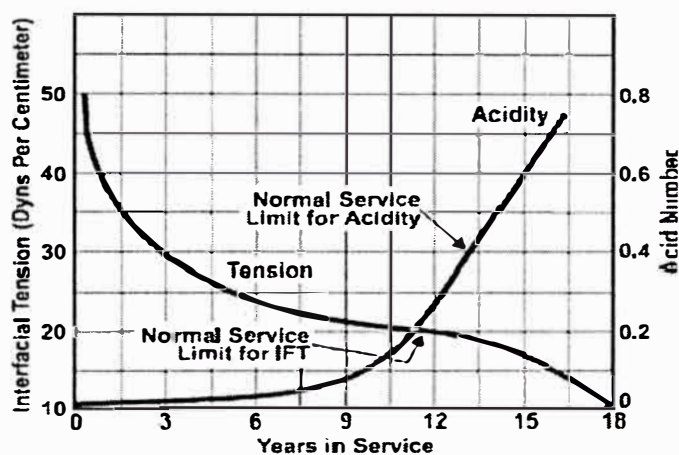
#### **4.3.2 Tensión interfacial (IFT: Interfacial Tension).**

Es la medida de la fuerza necesaria para que un anillo plano de platino rompa la interface formada por el agua y aceite. ASTM D-971-91, "Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method"; es usado para determinar la tensión interfacial entre la muestra de aceite y el agua destilada. La muestra de aceite es colocado en un recipiente de agua destilada a la temperatura de 25 °C el aceite flotará porque su gravedad específica es menos que el agua. Existirá una línea distintiva entre los dos líquidos. La IFT es un número que es la cantidad de fuerza (dinas) requeridos para jalar hacia arriba un pequeño anillo de alambre una distancia de 1 centímetro a través de una interface de agua/aceite. Aceite limpio y bueno hará una marca muy distintiva en la parte superior del agua y dará un número IFT 40 a 50 dinas por centímetro del desplazamiento del anillo de alambre.

Como el aceite está envejecido, está contaminado por partículas diminutas (resultados de oxidación) de aceite y papel aislante. Partículas en la parte superior del agua extendido en la línea de interface agua/aceite debilita la tensión superficial entre los dos líquidos. Partículas en el aceite debilita la tensión interfacial y baja el número de IFT y número de

neutralización ambos son un excelente indicador de cuándo el aceite necesita ser reciclado. Se recomienda que el aceite sea reciclado cuando el número IFT cae a 25 dinas por centímetro. En este nivel, el aceite es muy contaminado y debe ser reciclado para prevenir enlodamiento, que empieza alrededor de 22 dinas por centímetro. Si el aceite no es reciclado, puede sentarse lodo sobre los devanados, aislamientos, superficies de refrigeración, etc., y causar sobrecargas y problemas de enfriamiento. Este puede acortar tremendamente la vida útil del transformador.

Existe una clara relación entre el número de de neutralización, la IFT, y años de servicio. La curva que acompaña (Figura 4.3) muestra la relación y es encontrada en muchas publicaciones. Notar que la curva muestra límites de servicio normal para IFT y el número de neutralización.



**Figura 4.3. Límites de servicio para aceite de transformadores.**

#### 4.3.3 Número de neutralización.

Número de neutralización es la cantidad de hidróxido de potasio (KOH) en miligramos (mg) que se necesita para neutralizar 1 gramo (g) de aceite de transformador. Mientras más alto es el número de neutralización, más ácido hay en el aceite. Aceites de transformadores nuevos prácticamente no contienen ácidos. Oxidación del aislamiento y aceites forman ácidos tanto como la edad del transformador. Productos de oxidación forman lodo, partículas en suspensión en el aceite que se precipitan dentro del transformador. Los ácidos atacan metal dentro del tanque y forman jabón (más lodo). El ácido asimismo ataca celulosa y acelera degradación del aislamiento. Sedimentos han empezado hallarse cuando el número de neutralización alcanza 0.40, es obvio que el aceite debería ser reciclado mucho antes que éste alcance 0.40. Es recomendable que el aceite debe ser reciclado cuando el número de neutralización alcance 0.2 mg KHO/gr. Al igual que en otros casos,

esta decisión no debe estar basado una prueba DGA; buscar una tendencia de los números de neutralización cada año, planear con anticipación y comenzar presupuestando para reciclar el aceite antes que el número de neutralización alcance 0.20.

#### **4.3.4 Furanos.**

Los furanos son una familia de compuestos orgánicos que son formados por la degradación de papel aislante. Sobrecalentamiento, oxidación, ácidos, y descomposición por alta humedad con el oxígeno acelera la destrucción de aislamientos y forman compuestos furánicos. Al igual que gases disueltos, incremento en furanos entre pruebas DGA son importantes. Cuando furanos llega a ser mayor que 250 partes por billón (ppb), el aceite debe ser reciclado; aislamiento de papel está siendo deteriorados y la vida del transformador reducido en alta proporción. Observar el IFT y número de neutralización en conjunto con furanos. El contenido de furanos en el aceite es especialmente útil en la estimación de de vida que le resta al papel aislante. Particularmente si muchas pruebas previas pueden ser comparadas y establecidos las tendencias.

#### **4.3.5 Oxígeno.**

El oxígeno ( $O_2$ ) debe ser observado de cerca en pruebas DGA. Muchos expertos y organizaciones incluidos EPRI (Electric Power Research Institute), consideran que sobre 2000 ppm de oxígeno en el aceite aceleran grandemente el deterioro del papel. Esto viene a ser incluso más crítico que la humedad por encima de niveles seguros. Bajo la misma condición de temperatura, aislamiento de celulosa con bajo nivel de oxígeno durará 10 veces más que aislamiento con alto contenido de oxígeno en el aceite. Es recomendable que si el oxígeno alcanza 10000 ppm en el DGA el aceite debe ser desgasificado y nuevo inhibidor de oxígeno instalado.

Altos gases atmosféricos ( $O_2$  y nitrógeno  $N_2$ ) normalmente significa que una fuga se ha desarrollado en la cámara o diafragma en el conservador. Si no existe conservador y nitrógeno presurizado hay en la parte superior del aceite, se espera ver alto contenido de nitrógeno pero no de oxígeno.

#### **4.3.6 Inhibidor de oxígeno.**

Verificar el inhibidor de oxígeno de 3 a 5 años con la prueba anual del DGA. La humedad es destructiva para la celulosa y mucho más en la presencia de oxígeno. Ácidos que son formados atacan el aislamiento y metales que forman jabón y más ácidos, causando un círculo vicioso. El inhibidor de oxígeno es crucial para extender la vida del transformador. El inhibidor corrientemente usado es "Ditertiary Buty Paracresol"

(DBPC). Éste trabaja similar al ánodo sacrificado en circuito aterrado; el oxígeno ataca el inhibidor en vez del aislamiento de celulosa. Como esto ocurre junto con el envejecimiento del transformador, el inhibidor es consumido y necesita ser reemplazado. Reemplazo del inhibidor generalmente requiere que el aceite también sea tratado. La cantidad ideal de DBPC es 0.3 % del peso total de aceite, que es dado en la placa del transformador.

#### **4.3.7 Factor de potencia del aceite.**

Factor de potencia indica las pérdidas dieléctricas (corrientes de fuga asociados con pérdidas en vatios) del aceite. Esta prueba puede ser ejecutada por laboratorios DGA. Ésta asimismo puede ser efectuada por Prueba Doble en campo. Un alto factor de potencia indica deterioro y/o contaminación por subproductos tales como agua, carbón, u otras partículas conductoras, incluyendo detergente metálico causado por ácidos que atacan el metal del transformador, y productos de oxidación. Laboratorios DGA normalmente prueba el factor de potencia a 25 °C y 100 °C. Es aceptable que el factor de potencia en servicio debe ser menor a 0.5 % a 25°C. Si el factor de potencia es mayor que 0.5% y menos que 1.0 %, posteriores evaluaciones debe hacerse; el aceite puede requerir reemplazo o purificación. Si el factor de potencia es mayor que 1.0 % a 25°C, el aceite puede causar falla del transformador; reemplazo o reciclaje del aceite es requerido inmediatamente. Por encima de 2%, el aceite debe ser sacado de servicio y reemplazado porque falla de equipo es inminente, el aceite no puede ser reciclado.

#### **4.3.8 Humedad.**

La humedad especialmente en presencia de oxígeno, es extremadamente peligrosa para el aislamiento del transformador. Resultado de cada DGE y prueba Doble debe ser examinado cuidadosamente para ver si contenido de agua está incrementándose y para determinar la humedad por peso seco (M/DW: Moisture By Dry Weight) o porcentaje de saturación en el papel aislante. Cuando la M/DW alcanza 2%, debe hacerse planes para un secado. Nunca permitir que M/DW sobrepase del 2.5 % en el papel o 30% de saturación del aceite. Cada vez que la humeada es doblado en un transformador, la vida del aislamiento es cortado a la mitad. Tener en mente que la vida del transformador es la vida del papel, y la vida del papel es extendido manteniendo libre de humeada y oxígeno. Para transformadores en 69 kV, resultados por encima de 35 ppm a 60 °C es considerado aceptable. Para 69 kV a 230 kV, resallado de pruebas de 20 ppm a 60 °C es considerado aceptable. Para mayores que 230 kV, la humeada nunca debe exceder 12 ppm a 60 °C. Sin

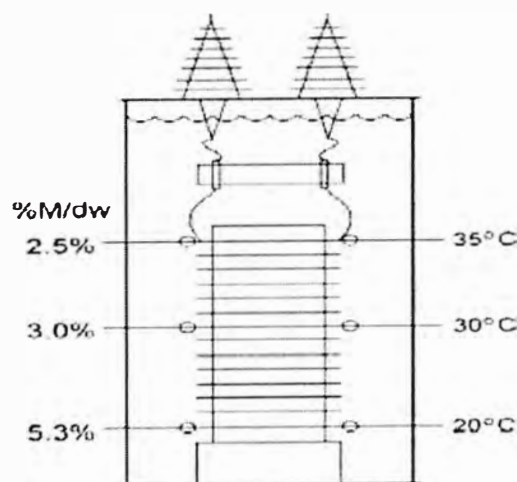
embargo, el uso de valores absolutos para el agua no siempre garantiza condición segura, y el porcentaje de peso seco (M/DW) puede ser determinado. Si los valores están por encima de estos límites, el aceite debe tratarse. Un transformador nuevo seco debe tener 0.5 % M/DW. En un transformador de 10000 libras de papel aislante, quiere decir que  $10000 \times 0.005 = 50$  libras de agua (cerca de 6 galones) está en el papel. Esto no es suficiente humedad para ser dañino. Cuando un transformador está nuevo, el agua es distribuida equitativamente en el transformador.

Cuando es energizado, el agua comienza a migrar a la parte más fría y al lugar de mayor esfuerzo eléctrico. Ésta normalmente está en la tercera parte baja del bobinado. El papel aislante tiene mucha mayor afinidad por el agua que el aceite, de manera que actúan como papel secante o papel toalla. El agua se distribuirá desigualmente, con mucha más agua en el papel que en el aceite. El papel incluso seca parcialmente el aceite absorbiendo agua del aceite. La temperatura asimismo es un factor grande en cómo el agua se distribuye entre el aceite y papel, ver la Tabla 4.5 para comparar. Los ppm de agua en el aceite mostrado en el DGA es solamente una pequeña parte del agua en el transformador.

**Tabla 4.5: Comparación de la distribución de agua en aceite y papel.**

Temperatura °C	Agua en aceite	Agua en papel
20 °C	1	3,000 Veces que en el aceite
40 °C	1	1,000 Veces que en el aceite
60 °C	1	300 Veces que en el aceite

La Tabla 4.5 muestra la tremenda atracción que el papel aislante tiene por el agua y cómo el agua cambia en el papel con la temperatura. Es importante registrar la temperatura de la parte alta del aceite, al tomar una muestra de aceite.



**Figura 4.4: Distribución del agua en el aislamiento del transformador.**



Es crítico para extender la vida del transformador mantenerlo seco y libre de oxígeno tanto como sea posible. Humedad y oxígeno causan descomposición mucho más rápido que lo normal y forman ácidos, jabones de metal, lodo y mayor humedad. El lodo se asienta dentro de la estructura del bobinado, causando que la refrigeración del transformador sea menos eficiente, y lenta, con el tiempo elevación de temperatura. Los ácidos causan un incremento de la velocidad de putrefacción, forman más ácido, lodo, y humedad a una mayor velocidad. Este es un círculo vicioso del incremento de velocidad con el deterioro formando más ácido causando más desintegración. La respuesta es mantener el transformador seco y libre de oxígeno tanto como sea posible. Adicionalmente, el inhibidor de oxígeno debe vigilarse cuidadosamente en pruebas DGA.

¿Qué cantidad de humedad es demasiado?, cuando el llega a 2.5 % M/DW o 30% de saturación en aceite (dados en algunos DGAs), el transformador debe tener un secado en vacío si el tanque está preparado para el vacío. Si el tanque del transformador no está preparado para el vacío, es mejor hacer una recirculación del aceite durante 24 horas con una bomba de secado, la cual jalará agua fuera del papel. Al 2.5 % o superior de M/DW el aislamiento de papel se degrada mucho más rápido que lo normal. Como el papel está degradándose, más agua y oxígeno se produce de la descomposición de productos, y el transformador llega a mojarse y deteriorarse aún más rápido. Cuando el transformador llega sobre 4 % de M/DW, está en riesgo de descarga si la temperatura llega a 90°C

#### **4.4 Envejecimiento.**

El envejecimiento del transformador es un factor a considerar, para el reemplazo o reparación. La edad es un indicador del tiempo que le queda de vida y mejorar el estado actual de los materiales. Durante la vida del transformador, la consistencia mecánica y propiedades de los materiales aislantes usados para soportes y aislantes eléctricos (especialmente papel) se deterioran. A pesar que el tiempo de servicio varía ampliamente dependiendo del fabricante, diseño, calidad de ensamble, materiales usados, mantenimiento, y condiciones de operación, la vida expectable de un transformador está alrededor de 40 años.

#### **4.5 Prueba doble en aislamiento.**

Prueba Doble es importante para determinar la condición de un transformador, debido que éste puede detectar la integridad del arrollamiento, aislamiento o problemas en arrollamientos y núcleo. Prueba Doble es efectuada en campo sobre un transformador desenergizado usando equipos especiales. Generalmente, un Doble M-4000 acompañado con



un software. El software automáticamente efectúa un análisis de los resultados de las pruebas y responde con 4 letras: G=Good, I= Investigate, D = Deteriorated, y B = Bad. Estos códigos se refieren a la calidad del aislador. Si indican códigos “D” o “B”, el aislamiento debe nuevamente probado, cuidadosamente investigado, y el problema absolutamente explicado antes de energizarse nuevamente. Otras pruebas pueden ser ejecutadas, tal vez, una inspección interior debería considerarse antes que la unidad sea energizada nuevamente.

#### **4.5.1 Prueba de factor de potencia del aislamiento.**

El propósito de esta prueba es determinar el grado de sequedad del bobinado y el sistema del aislamiento y para determinar un factor de potencia para todo el aislamiento, incluido aisladores, aceite, y bobinado. Es el valor de la relación entre las pérdidas de potencia ( $I^2R$ ) entre los Vol-Amperes aplicados durante la prueba. El factor de potencia obtenido es una medida de las pérdidas totales del sistema de aislamiento incluido el aislador en vatios. El factor de potencia no debe exceder al 0.5 % a 20°C. La corrección de temperatura del resultado de pruebas puede ser efectuada automáticamente en la Prueba Doble. Los vatios de pérdidas no deberían exceder 0.5 % de la potencia total de ingreso (Vol-Amperios) de las pruebas. El valor obtenido en cada prueba es comparado con pruebas anteriores y la prueba de referencia efectuada en fábrica, y una tendencia puede ser establecida como el envejecimiento del sistema de aislamiento.

#### **4.5.2 Prueba de capacitancia.**

Esta prueba mide y registra la capacitancia (incluidos aisladores) entre arrollamientos de alta y baja tensión, entre arrollamiento de alta tensión y el tanque (tierra), y entre el arrollamiento de baja tensión y el tanque (tierra). Cambios en estos valores con el envejecimiento y ocurrencia de sucesos, tales como rayos en las cercanías o por fallas, indican deformación de arrollamientos y problemas estructurales tales como desplazamiento de soportes de bobinas.

#### **4.5.3 Prueba de corriente de excitación.**

El propósito de esta prueba es detectar cortocircuitos en espiras, conexiones eléctricas pobres, deslaminación del núcleo, corto en las láminas del núcleo, problemas en los taps del conmutador, y otros posibles problemas en el arrollamiento y el núcleo. En los transformadores trifásicos, los resultados asimismo son comparados entre fases. Esta prueba mide la corriente necesaria para magnetizar el núcleo y generar el campo magnético en los arrollamientos. El software Doble da dos indicaciones en esta prueba; uno es “G”

para bueno (good) y “Q” para dudoso (questionable). En pruebas de transformadores trifásicos, Y/ $\Delta$  o  $\Delta$ /Y, la corriente de excitación podrían tener dos fases de mayor valor que el tercero. Comparar estas dos corrientes más altas solamente. Si la corriente de excitación es menos de 50 miliamperios (mA), la diferencia entre estas dos corrientes más altas podría ser menor que 10%. Si la corriente de excitación es mayor a 50 mA, la diferencia podría ser menor que el 5%. En general, si existe un problema interno, estas diferencias pueden ser mayores. Cuando esto sucede, otras pruebas pueden mostrar las anomalías, y una inspección interna podría considerarse. Los resultados, al igual que los otros, pueden compararse con pruebas de fábrica y pruebas anteriores en campo.

Observación: Efectuar la prueba de corriente de excitación antes de cualquier prueba en corriente continua. Prueba de corriente de excitación nunca debe efectuarse luego de haberse efectuado una prueba de corriente continua en el transformador. Los resultados pueden ser incorrectos debido al magnetismo residual dejado en el núcleo en la prueba de corriente continua.

#### **4.5.4 Prueba de aisladores.**

Para aisladores que tienen una toma de potencial, ambas capacitancias entre la parte alta del aislador y la toma de abajo (normalmente llamado C1) y la capacitancias entre la toma y tierra (llamado normalmente C2) es medido. Para determinar pérdidas del aislador, pruebas de factor de potencia son efectuados del mismo modo. Capacitancia C2 es mucho mayor que C1. Aisladores sin una toma normalmente es probado desde la parte superior del aislador a la tierra y prueba de “cuello caliente”. Estos resultados son comparados con pruebas de fábrica y/o pruebas anteriores para determinar deterioros. Cerca del 90% de las fallas en los aisladores puede ser atribuido al ingreso de humedad evidenciado por un incremento del factor de potencia en ensayos programadas de Prueba Doble.

#### **4.5.5 Prueba de reactancia de dispersión.**

Ésta es normalmente una prueba de aceptación para ver si existe concordancia en el porcentaje de impedancia con la placa de características cuando el transformador llega al lugar de trabajo. Normalmente un diferencia del 3% es considerado aceptable. Sin embargo, luego de una prueba de evaluación inicial, el porcentaje de impedancia no varía más del 2 %. Como el transformador envejece o sufre eventos tales como fallas, rayos en las inmediaciones, y otras sobretensiones, esta prueba es usada en campo para detectar deformación de arrollamiento. Deformación de arrollamientos puede conducir a fallas inmediatas del transformador, o una pequeña deformación puede conducir a fallas en años

mas tarde.

La prueba de reactancia de dispersión es ejecutada cortocircuitando el bobinado de baja tensión, y aplicando una tensión de prueba en arrollamiento de alta tensión. La reluctancia es la resistencia a las líneas del flujo magnético. La reluctancia para el flujo magnético muy alto en el espacio entre los arrollamientos de alta y baja tensión y los espacios entre el arrollamiento y el núcleo. La reluctancia es muy baja a través del núcleo magnético de modo que la gran mayoría de la reluctancia total está en el espacio. Cuando ocurre un movimiento (distorsión) del arrollamiento, estos espacios cambian. Resultando en un cambio de la reactancia de fuga medido. Cambios en la reactancia de fuga y en la capacitancia (explicado arriba), sirve como un excelente indicador del movimiento del bobinado y problemas de estructuras (desplazamientos de los arrollamientos etc.) esta prueba no reemplaza la prueba de corriente de excitación o prueba de capacitancia, pero complementa aquellos y ellos son usados en conjunto. La prueba de corriente de excitación se apoya en la reluctancia del núcleo mientras que la prueba de reactancia de dispersión se apoya en los espaciamentos de bobina núcleo o bobina - bobina.

#### **4.5.6 Prueba de análisis del barrido de respuesta en frecuencia (SFRA: Frecuency Response Analysis).**

Esta prueba muestra una huella patrón, que el bobinado de un transformador transfiere y es evaluado para determinar si algún daño ha ocurrido durante el transporte o durante una falla. Aterramiento del núcleo, desplazamiento del núcleo, y otros problemas del núcleo y bobinado pueden revelar estas pruebas.

Estas pruebas debería ser efectuados antes y después que el transformador haya sido reubicado o luego de experimentar una falla. Los resultados deben ser comparados a una prueba de referencia ejecutada en fábrica o pruebas tan pronto de haberlo recibido. Si es que la SFRA no ha sido ejecutada en fábrica, debería realizarse como prueba de recepción antes de energizarse un transformador nuevo o reparado para establecer una prueba de referencia. Si es posible debería usarse los mismos equipos para la base de referencia y las subsiguientes pruebas, o los resultados podrían no ser similares.

Para un transformador  $\Delta/Y$ , una tensión de prueba de frecuencia variable (normalmente desde 20 Hz a 2 MHz) es colocado a través cada fase de los arrollamientos de alta tensión. Con este juego de pruebas, los arrollamientos de baja tensión son aislados sin ninguna conexión en ninguno de sus aisladores. Un juego adicional de pruebas es ejecutado cortocircuitando las bobinas de baja tensión y nuevamente colocando la tensión de prueba

en cada fase del arrollamiento de alta tensión. Un tercer juego de pruebas es hecho aislando el arrollamiento de alta tensión y colocando la tensión de prueba en cada fase del arrollamiento de la bobina de baja tensión.

Figura 4.5 es un gráfico del patrón de trazos de pruebas de un transformador trifásico nuevo. Los trazos superiores fueron tomados en el lado de baja tensión, X1-X2, X2-X1, y X3-X2. Los dos arrollamientos extremos (fase A y C) tienen en general la misma forma como una “w” en la parte más baja del trazo, mientras que el arrollamiento interno (fase B) tiene un “v” en la parte más baja. El trazo de alta tensión (los 3 de abajo) tienen las mismas características. Notar que en ambas pruebas alta y baja tensión los trazos cae casi perfectamente encima de cada uno de los trazos de los arrollamientos externos (fase A y C), mientras que el arrollamiento interno (fase B), está ligeramente movido hacia el lado izquierdo. Esto es un patrón característico de un transformador trifásico en buenas condiciones; estos trazos serán la base de referencia para futuras pruebas en este transformador.

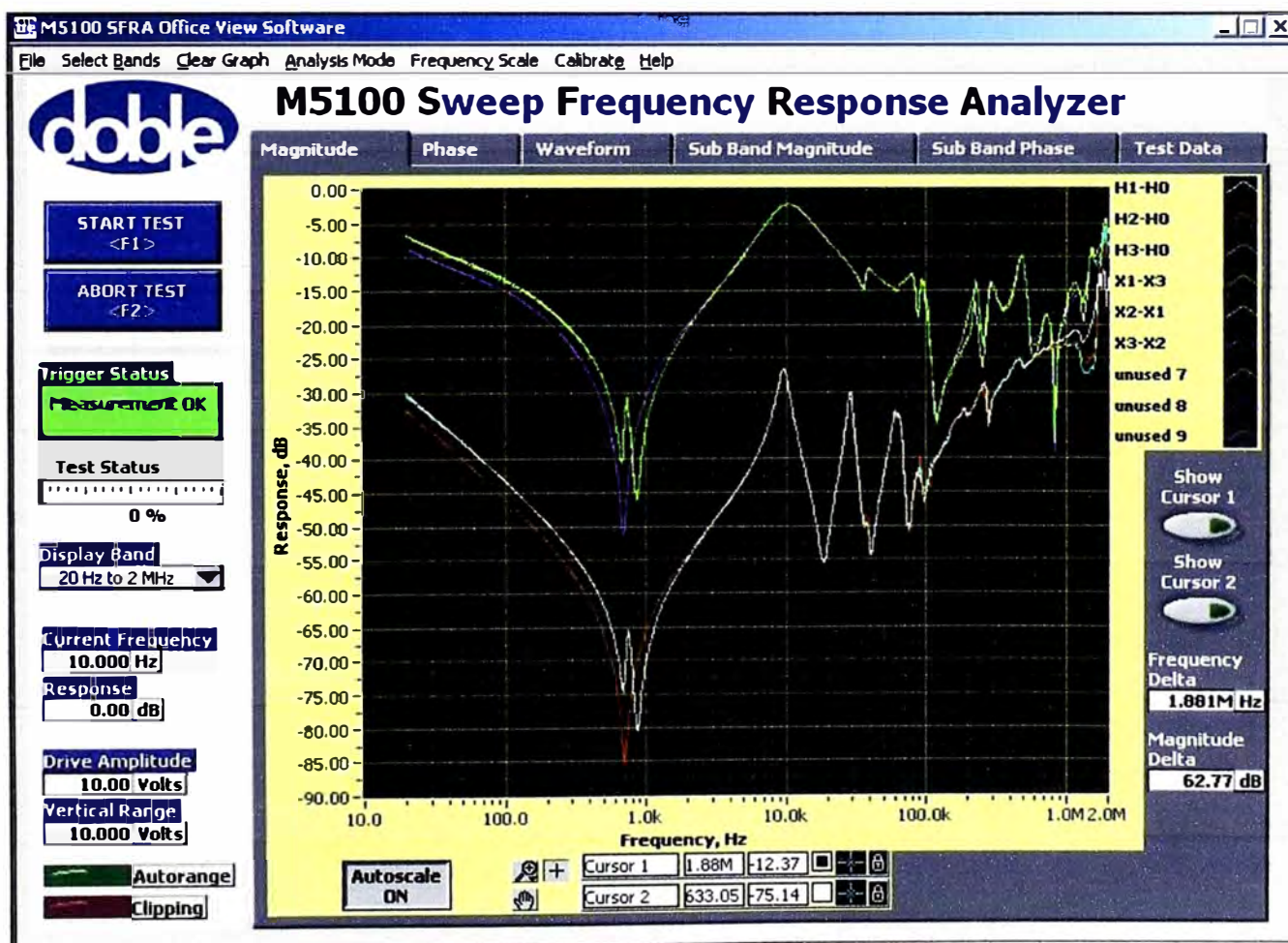
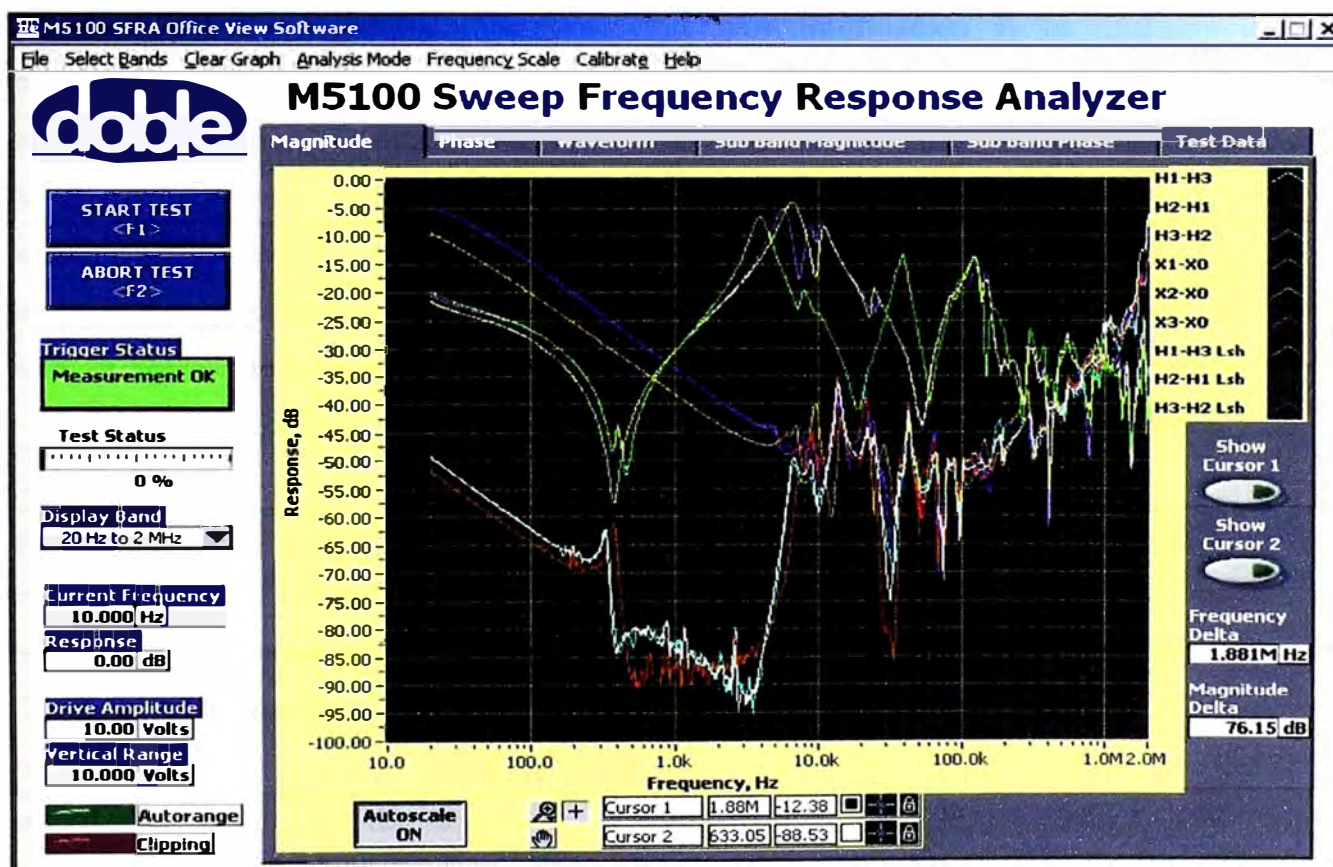


Figura 4.5: Patrón de trazos de un transformador nuevo.



Comparando trazos futuros con patrones de trazo de referencia, se puede notar lo siguiente. En general, los trazos cambiarán de forma y serán distorsionados en el rango de baja frecuencia (por debajo de 5000 Hz) si existe un problema del núcleo. Los trazos serán distorsionados y forma diferente en frecuencias más alta (sobre 10000 Hz) si existe un problema de arrollamientos. Cambios menores que 3 decibelios (dB) comparados con el trazo patrón son normales y dentro de la tolerancia. Desde 5 Hz a 2 kHz, cambios de  $\pm 3$  dB o más puede indicar cortocircuito en espiras, circuito abierto, magnetismo residual, o movimiento de núcleo. Desde 50 Hz a 20 kHz  $\pm 3$  dB (o más), cambios con respecto al trazo patrón puede indicar movimiento de la masa de una bobina con respecto a los otros. Desde 500 Hz a 2 MHz, cambios de  $\pm 3$  dB (o más) puede indicar deformación dentro de una bobina. Desde 25 Hz a 10 MHz, cambios de  $\pm 3$  dB (o más) puede indicar problemas con conexionado de bobinados y/o colocación de cables de prueba. Estos diagnósticos son brindados como resultado de su experiencia en muchas pruebas y análisis por EuroDoble Client Committee. Notar que existe bastante superposición en frecuencias, que puede significar más de un diagnóstico.



**Figura 4.6: Patrón de trazos de un transformador defectuoso.**

La Figura 4.6 muestra patrón de trazo de un transformador con problemas. Estos trazos

tienen la misma posición que el gráfico del transformador bueno. El trazo inferior son de las pruebas de alta tensión, mientras que los trazos superiores son de las pruebas de baja tensión. Note en las frecuencias más altas de los trazos de baja tensión que la fase “A” (X1-X0 trazo verde) está desplazado de la otra fase más que 3 dB desde 4 kHz a 50 kHz. Con un transformador en buen estado, ésta caería casi encima de las otras dos fases. Asimismo notar que fase “A” (H1-H3 Lsh) está desplazada en la prueba con arrollamientos de baja tensión en cortocircuito. Es obvio que existe un problema con fase “A” en el lado de baja tensión. Luego de abrir el transformador, se encontró que el arrollamiento de la fase “A” cerca a las conexiones del bobinado fue re-soldado en la bobina en una posición diferente, cortocircuitando unas cuantas espiras. El transformador estuvo aún trabajando, pero gases de metales calientes (etileno, etano, metano) fueron activamente generados y mostrados en el DGA. Aunque otras pruebas pudieron haber revelado este problema, SFRA mostró que el problema fue con fase “A” y, por consiguiente, dónde concentrarse en la inspección interna.

#### **4.6 Inspección visual.**

Inspección visual del exterior revela importante información de la condición del transformador. Por ejemplo, incorrecta posición de las válvulas, radiadores bloqueados, indicador de medida de temperatura y nivel atascados, ruidos en bombas de aceite y ventiladores. Fuga de aceite puede ser visto como potencial indicador de contaminación, pérdida de aislamiento, o problemas medioambientales. Una inspección física requiere personal experimentado en esta técnica.

##### **4.6.1 Indicador de temperatura en servicio.**

Chequear todo indicador de temperatura mientras que el transformador está en servicio. El indicador de temperatura del bobinado debería estar leyendo aproximadamente 15 grados más que la temperatura de la parte superior del aceite. Si este no es el caso, uno o ambos indicadores de temperaturas están funcionando mal. verificar la temperatura cerca al indicador de temperatura de la parte superior del aceite a parte con una cámara infrarroja. Compare con la lectura del indicador de temperatura. Poner en cero todo los indicadores de máximos luego de registrar las temperaturas leídas. Temperaturas altas pueden significar sobrecargas, problemas de refrigeración, o problemas con arrollamientos, núcleo, o conexiones.

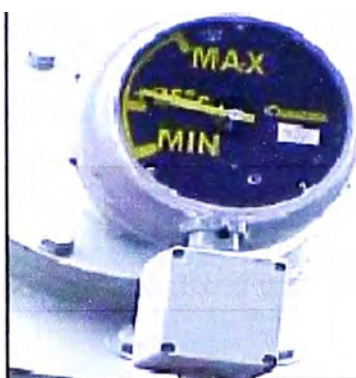
##### **4.6.2 Indicador de temperatura fuera de servicio.**

Cuando el transformador está fuera de servicio y se ha enfriados a la temperatura del

medio ambiente, chequear los indicadores de las temperaturas del aceite y del bobinado, ambas deberían leer lo mismo. Si es que no, uno o ambos indicadores de temperatura están funcionando mal. Chequear la calibración de acuerdo al procedimiento apropiado. Asimismo compare estas lecturas con el indicador de temperatura del nivel de aceite del conservador, los tres deben converger.

#### 4.6.3 Conservador.

Verificar el indicador de nivel en el conservador. Éste indica el nivel de aceite por la lectura de temperatura. Compare el indicador de temperatura en el conservador con la temperatura de la parte superior del aceite. Estos deben ser aproximadamente los mismos. Calibrar o reemplazar el indicador de nivel del conservador si es necesario, pero solamente luego de chequear la temperatura de la parte superior del aceite. Si gases atmosféricos (nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono) y tal vez humedad aumentan súbitamente en el DGA, una fuga puede estar desarrollándose en el diafragma o cámara del conservador.



**Figura 4.8. Indicador del nivel de aceite del conservador.**

Con el transformador fuera de servicio, abrir el puerto de inspección del conservador y mirar hacia adentro con una linterna. Si existe fuga, el aceite será visible por encima del diafragma o sobre la cámara. Cierre el conservador y reemplace la cámara o diafragma en la primera oportunidad de una parada programada. Si no existe gas dentro del Relé Buchholt, el transformador puede ser re-energizado luego eliminar el aire del relé de falla de cámara. Un DGA debe ser tomado inmediatamente para chequear  $O_2$ ,  $N_2$ , y humedad. Sin embargo el transformador puede operar hasta que una nueva cámara sea instalada, cuidando de cerca los DGAs. Es recomendable que DGAs debe ser efectuados cada 3 meses hasta una nueva cámara sea instalada. Luego de la instalación de la cámara, el aceite puede necesitar des-gasificar si el  $O_2$  excede 10000 ppm. Asimismo, verificar cuidadosamente el nivel de humedad en DGAs para asegurar que está dentro de lo recomendable para la



tensión en servicio del transformador en particular. Chequear frecuentemente el disecante en el respirador, nunca se debe permitir que la decoloración llegue más de dos terceras partes para renovar el disecante. Todo esfuerzo debe hacerse para mantener el nivel de oxígeno por debajo de 2000 ppm y humedad tan bajo como sea posible.

#### **4.6.4 Nitrógeno.**

Si el transformador es cubierto por nitrógeno, verificar el medidor de presión para la adecuada presión. Ver el registro de reportes de presiones del medidor de presión del operador. Si este no cambia, el medidor de presión probablemente está defectuoso. Chequear la botella de nitrógeno para asegurar que el nitrógeno es de adecuada calidad. Chequear por cualquier incremento de uso de nitrógeno la cual es indicio de fuga. Transformadores más pequeños tales como de estaciones de servicio o transformadores elevadoras de generadores pequeñas podría no tener botella de nitrógeno para reemplazar pérdidas. Tener especial cuidado en el medidor de presión y el registro de los reportes del operador sobre ello. Este medidor de presión puede estar defectuoso por años, y no ser notado. El medidor podría leer cercanamente lo mismo y no variar mucho en invierno y verano o noche y día. Mientras que, una fuga de nitrógeno puede estar desarrollándose; y todo el N<sub>2</sub> perderse. Esto permite ingreso de aire con oxígeno y humedad y deteriorar el aceite y aislamiento. Vigilar por el incremento de oxígeno y humedad en el DGA. Instrumentos de detección de pérdidas sónico y ultrasónico es usado para localizar fuga de N<sub>2</sub>.

#### **4.6.5 Fuga de aceite.**

Chequear todo el transformador por fuga de aceite. Se desarrollan fugas por desgaste de empaquetaduras, exposición a ultravioleta toma “juego”, o por la expansión y contracción, especialmente luego que el transformador se ha enfriado, debido a la encogimiento por efecto térmico de la empaquetadura y brida. Muchas pérdidas pueden ser reparadas aplicando parche epóxico u otros. Pérdidas en bridas puede ser reparado con este método. Muy pequeñas fugas en la soldadura del tanque puede ser detenido por golpes con un martillo de bola, limpiando con apropiado disolvente, y aplicando un parche epóxico correcto. Algunas fugas deben ser soldados. La soldadura puede ser efectuada con aceite en el transformador, en caso que se disponga de un calificado y experimentado soldador. Si se escoge soldar con el aceite dentro del tanque del transformador, debe tomarse muestras de aceite para un DGA antes y después de la soldadura. Soldar puede causar aparición de gases en DGA y debe ser determinado qué gases son atribuidos a la soldadura y que otros

son atribuidos a la operación del transformador.

#### 4.6.6 Válvula de alivio de presión.

En la Figura 4.9 se muestra un modelo de una válvula de alivio de presión con el brazo indicador amarillo. Con el transformador libre, chequear la válvula ubicado en la parte alta del transformador para ver si ha actuado. Si éste ha operado, el brazo deberá estar en posición vertical, la alarma y relé de apertura deben haberse activado.



**Figura 4.9: Válvula de alivio de presión**

- No re-energizar el transformador luego que este dispositivo haya actuado y el relé ha des-energizado el transformador, hasta que se haya efectuado pruebas suficientes para determinar y corregir la causa. Explosión, fallas catastróficas podría resultar de la energización luego que este dispositivo haya actuado.

#### 4.6.7 Bomba de aceite.

Si el transformador tiene bomba de aceite, chequear el indicador de flujo y válvulas de aislamiento para asegurar que el aceite está circulando adecuadamente. Motores de la bomba pueden estar en rotación inversa, y el indicador de flujo puede aún estar mostrando que el aceite está fluyendo. Para asegurar que el motor está girando en la dirección apropiada, comparar la corriente del motor con la corriente de plena carga indicado en la placa de características; si el motor está en reversa, la corriente será mucho menor que la corriente de plena carga. Chequear la bomba de aceite con un analizador de vibración si desarrolla ruidos inusuales, hacer prueba DGA en busca de metales disueltos en el aceite. Debe hacerse esto inmediatamente tan pronto como se haya sospechado del cojinete o rodamientos; rodamientos malos de la bomba de aceite puede introducir suficientes partículas de metal en el aceite para poner en riesgo el aislamiento del transformador y causar descarga dentro del tanque. Puede haber una explosión catastrófica del tanque.

#### 4.6.8 Ventiladores y radiadores.

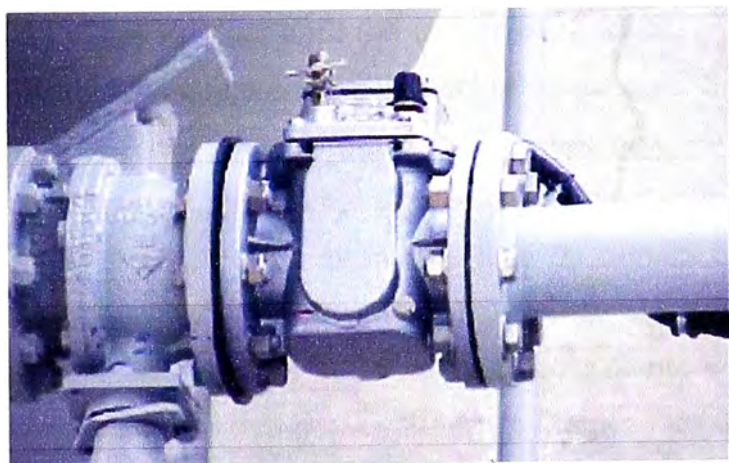
Inspecciona todas las válvulas de aislamiento de la parte alta y baja de los radiadores

para asegurar que están abiertas. Inspecciona la limpieza de los ventiladores y radiadores y la correcta rotación de los ventiladores. Los ventiladores son mucho más eficientes si las paletas están limpias y gira en aire frío. Normalmente, el ventilador sopla aire frío a los radiadores; éstos no deben jalar aire caliente. Inspecciona si el ventilador está girando en reversa, es decir estén jalando aire desde los radiadores y luego pase a través de las paletas de los ventiladores. Esto quiere decir que las paletas están rotando en aire caliente, el aire pasa primero por los radiadores siendo esto mucho menos eficiente. Colocar una mano en el radiador opuesto al ventilador; el aire debe salir del radiador. Determine el sentido de rotación de las paletas en rotación lenta, cuando se detiene o comienza a girar cuando se apaga o enciende el ventilador y corregir el sentido de giro si es necesario.

#### **4.6.9 Relé Buchholz.**

Inspecciona la válvula de aislamiento del relé buchholz para asegurar que están abiertas. Con el transformador fuera de servicio. Si en interior al relé existe gas, el aceite habrá desplazado al aceite, y será evidente el espacio de gas en la parte alta del aceite. Si suficiente gas desplazado existe en la parte superior, la alarma podría haber sido activada.

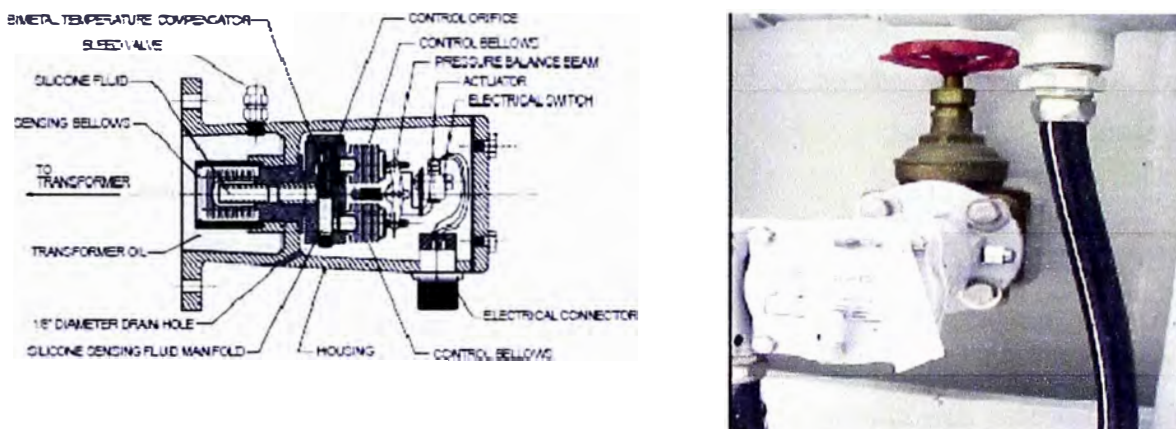
La pequeña válvula en la parte superior izquierda es para descargar el gas y resetear el relé. Si una pequeña cantidad de gas es hallado en este relé cuando el transformador es nuevo (pocos meses de funcionamiento), es probable que se está liberándose el aire que ha quedado atrapado en la estructura del transformado, esto no es de cuidado. Si el transformador ha estado en funcionamiento por algún tiempo, y es hallado gas en el relé Buchholz, el aceite debe enviarse a un laboratorio para su DGA y prueba extensa. Consultar con el fabricante y otros expertos en transformadores. Debe determinarse con exactitud la causa de la burbuja de gas y corregirse antes de energizarse nuevamente el transformador.



**Figura 4.10: Relé Buchholz**

#### 4.6.10 Relé de súbita presión.

Un relé de este tipo es mostrado en Figura 4.11. El propósito de este relé es para dar aviso si existe una elevación súbita de presión en el tanque. Este relé es muy sensible y puede operar si la presión crece solo un poco. Si ocurre cambios de muy poca presión causado por pequeñas fallas eléctricas dentro del tanque, este relé podría dar la alarma. En cambio, el relé de presión opera si se genera una presión más grande en el tanque causado por descarga por arco firme y calentamiento causado por ebullición y burbujeo del aceite. Inspecciona la válvula de aislamiento para asegurar que esté abierto. Con el transformador fuera de servicio, probar el funcionamiento del relé, cerrando lentamente la válvula de aislamiento. Dejar cerrado por algunos segundos y luego abrir la válvula muy rápidamente, esto debe activar la alarma. Si la alarma no se activa, el relé debe revisarse exhaustivamente, si es preciso se debe renovar con uno nuevo



**Figura 4.11: Relé de súbita presión.**

#### 4.6.11 Relé de falla de cámara.

En los transformadores más recientes, un relé de falla de cámara puede hallarse cerca a la parte más alta del conservador hacia el lado de aceite de la cámara. Su propósito es avisar si la cámara falla y deja ingresar burbujas de aire en el aceite.

El relé podría servir también como un respaldo del relé Buchholz. Si el relé Buchholz se llena con gases y falla en activar la alarma o relé de apertura, el gas puede pasar el Buchholz y llegar al conservador, finalmente al relé de falla de cámara. Desde luego, estos gases se manifestarán en el DGA. Si la alarma de falla de cámara es activada, poner el transformador fuera de servicio y verificar el Buchholz. Abrir el puerto de inspección del conservador y mirar hacia adentro con una linterna buscar aceite dentro de la cámara. Purgar el aire/gas del conservador usando la válvula de purga sobre el conservador. Si el transformador es nuevo y ha sido puesto en servicio por solo pocos meses, el problema



más probable es el aire escapando de la estructura. Con el transformador fuera de servicio, abrir el puerto de inspección sobre el conservador y mirar al interior de la cámara con una linterna. Si es encontrado aceite dentro de la cámara, ésta ha desarrollado fuga; una nueva unidad debe pedirse e instalarse.

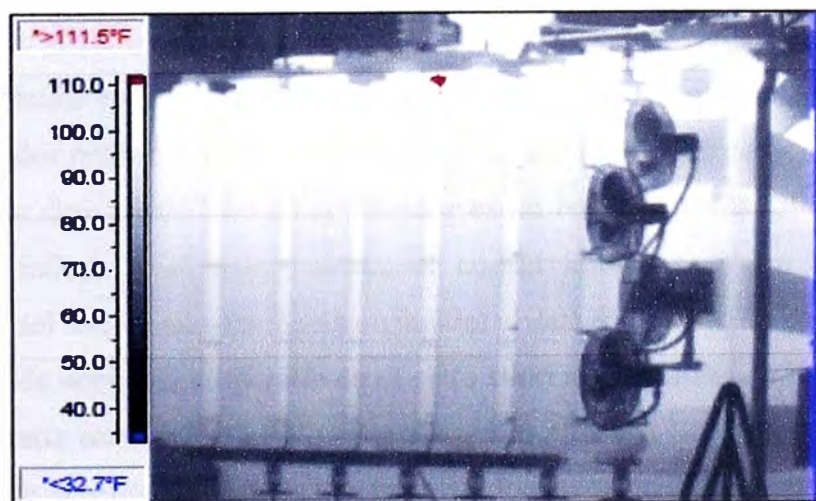
#### 4.7 Análisis infrarrojo de temperatura (IR).

Análisis infrarrojo debe ser efectuado anualmente con el equipo energizado y a plena carga. Análisis Infrarrojo (IR) debe efectuarse luego de un mantenimiento o prueba para ver si las conexiones que han sido movidos fueron devueltos apropiadamente. Asimismo, si IR es efectuado en fábrica, el resultado puede ser usado como referencia para una posterior comparación.

##### 4.7.1 IR para tanque de transformador.

Usualmente alta temperatura externa o inusual modelo térmico del tanque del transformador indica problemas dentro del transformador tal como bajo nivel de aceite, corrientes circulantes, refrigeración bloqueado, blindaje suelto, problema con taps del conmutador, etc. Una inusual alta temperatura puede dañar o destruir el aislamiento del transformador y, de ese modo, reducir la vida expectable.

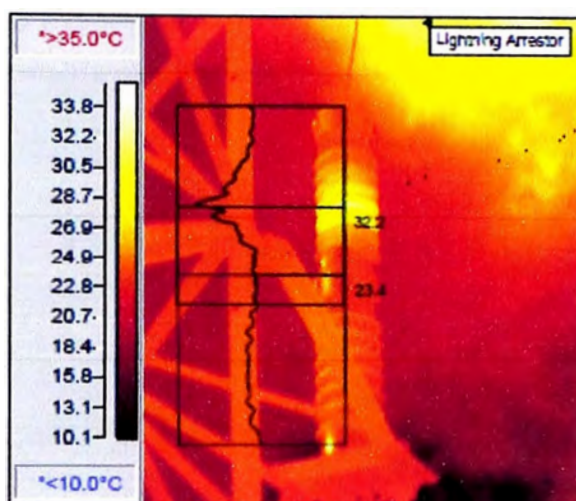
Modelos térmicos del tanque y radiadores del transformador deben ser mas frio en la parte baja y gradualmente de mayor temperatura en la parte alta. En la Figura 4.12 se ve un modelo normal, el punto rojo en la parte alta normalmente evidencia un “punto caliente” por encima de la fase B cerca de 110 °F. Cualquier divergencia con este modelo quiere decir que un probable problema debe ser investigado. Una inspección IR puede encontrar condición de sobrecalentamiento o incorrecto modelo térmico. Escaneo IR requiere personal experimentado y entrenado en estas técnicas.



**Figura 4.12: Modelo IR de un transformador normal.**

### 4.7.2 IR para pararrayos.

Pararrayos deben ser incluidos cuando se escanea un transformador energizado. Buscar modelos térmicos inusuales en la superficie de pararrayos, ver Figura 4.13. Notar que el amarillo sobre el lado derecho de la imagen es un reflejo no asociado con el pararrayos. Un perfil de temperatura del pararrayos es mostrado en línea negra. Notar el punto caliente (amarillo), cerca a la tercera parte comenzando de la parte superior. Esto indica que inmediata des-energización y reemplazo debe hacerse.



**Figura 4.13: Imagen de un pararrayos defectuoso**

Falla catastrófica es inminente que puede destruir equipos cercanos y ser peligroso para el trabajador. Asimismo comparar el modelo térmico para unidades gemelas o escaneos anteriores del mismo pararrayos. Escanea todas las conexiones de alta tensión y comparar éstos con conexiones cercanas para inusuales temperaturas

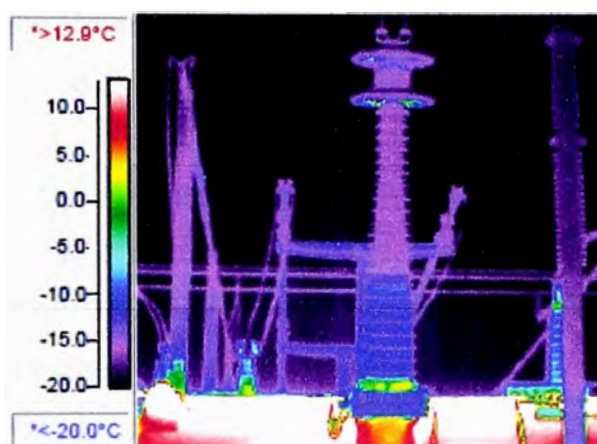
### 4.7.3 IR para aisladores.

Escaneo de IR de aisladores puede mostrar bajo nivel de aceite que podría llamar a una inmediata des-energización y reemplazo. Esto generalmente quiere decir que el sello de la parte baja del aislador ha fallado, fugando el aceite en el transformador. Asimismo el sello superior del aislador probablemente ha fallado permitiendo ingreso de humedad y aire.

Nivel de aceite demasiado alto en el aislador es un indicio que el sello de la parte baja del aislador ha fallado y el aceite desde el conservador, o presión de nitrógeno, ha empujado aceite del transformador hacia arriba del aislador. Otra razón para que el aislador exhiba alto nivel de aceite es el filtrado en el sello superior permitiendo ingreso de agua. El agua migra a la parte inferior del aislador desplazando el aceite hacia arriba.

Recordar, sobre el 90% de las fallas en los aisladores son atribuidos al ingreso de agua a

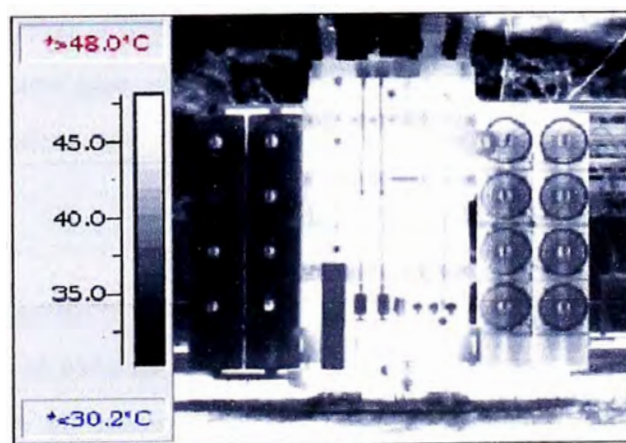
través del sello superior. Los aisladores comúnmente fallan catastróficamente, muchas veces destruyendo el transformador conectado o equipos circundantes y causando riesgo para el trabajador. Figura 4.14 muestra bajo nivel de aceite en aislador de alta tensión del transformador. Compara con el escaneo anterior IR del mismo aislador con el escaneo actual. Prueba Doble Hot-Collar posiblemente pueda mostrar este problema. Sin embargo la prueba Doble es efectuada con poca frecuencia, y el transformador tiene que estar fuera de servicio, y retirado los conductores de baja y alta tensión, mientras que el escaneo IR puede hacerse en cualquier momento.



**Figura 4.14: Imagen Infrarroja para un aislador defectuoso**

#### 4.7.4 IR para radiadores y sistema de enfriamiento.

Examinar los radiadores con una cámara de infrarrojos y compararlas entre sí. Un radiador frío o segmentado indica que una válvula está cerrada o el radiador o segmento está bloqueado. La imagen de IR (Figura 4.15) muestra el radiador de la parte izquierda frío, indica que esta sección está con válvula apagado o atorado. Si la inspección visual muestra que las válvulas están abiertas, el radiador o segmento deben estar aisladas, drenar, y remover y quitar la obstrucción.



**Figura 4.15: Imagen Infra Rojo mostrando radiadores bloqueados.**



No permita que un transformador opere con reducido enfriamiento que reduce drásticamente su vida útil. Recuerda que un incremento de temperatura de operación de 8 a 10 °C podría reducir la vida útil a la mitad. Escanea IR todo el sistema de enfriamiento, incluyendo intercambiadores de calor, ventiladores, bombas, motores, etc. Revise al interior del panel de control por sobrecalentamiento del cableado, conexiones sueltas, y relé de sobretempertua. Buscar inusuales modelos térmicos y comparar con equipos similares.

#### **4.8 Detección de falla sónica y ultrasónica.**

Esta prueba debe aplicarse cuando el hidrógeno es cada vez mayor en la DGA. Alta generación de hidrógeno indica que ocurren descargas parciales en el interior del transformador. Otros gases como el metano, etano y etileno también puede estar aumentando. El acetileno también puede estar presente si se está produciendo un arco a la vez que puede estar en aumentando.

Detección de fallas por ultrasonido puede detectar; descargas parciales (corona) y descarga completa (arco) en el interior del transformador. Esta prueba también puede detectar piezas sueltas en el interior del transformador. Las descargas parciales emiten energía en el orden de 20 kHz a 200 kHz. Estas frecuencias están por encima de los niveles que pueden ser detectados audiblemente. El equipo de prueba recibe las señales y las convierte en señales audibles por vía electrónica. Auriculares están previstas para eliminar falsos ruidos de la planta de generación u otras. El equipo lleva registros de datos para futuras referencias. Una prueba de referencia debe ser efectuada y comparada con datos de pruebas futuros. Este método de prueba tiene algunas limitaciones, si una descarga parcial, se encuentra en lo profundo de las bobinas, los detectores exteriores no podrían ser lo suficientemente sensibles para detectar y localizar el problema. Sin embargo, las descargas parciales ocurren con mayor frecuencia en la parte superior del transformador en las zonas de alto esfuerzo eléctrico que puede ser fácilmente localizado por este método. Estos defectos a veces pueden ser fácilmente remediados extendiendo la vida útil del transformador.

##### **4.8.1 Procedimiento.**

Un transductor magnético cristalino, dimensionado y sintonizado a la frecuencia apropiada, es colocado al exterior del tanque, y son registradas las señales. Si se detectan descargas, la ubicación es triangulada de modo que durante la inspección interna, el inspector conocerá el área a buscar para un problema. De modo similar, detección de

rangos audibles pueden encontrar fallas mecánicas tales como ruidos en rodamiento de bombas o ventiladores, fuga de nitrógeno, blindajes flojos, u otras partes sueltas dentro del tanque del transformador, etc.

#### **4.9 Análisis de vibraciones.**

Análisis vibraciones por sí solo no puede predecir muchas fallas asociadas con el transformador, pero es otra herramienta útil para ayudar a determinar la condición del transformador. La vibración puede resultar de partes flojas del núcleo del transformador, arrollamientos sueltos, problemas de blindaje, partes sueltas, o rodamientos malos de la bomba de enfriamiento de aceite o ventiladores. Cuidado extremo debe tenerse en evaluar la fuente de la vibración. Muchas veces, una tapa floja del tablero, puerta, o un perno dejado en el panel de control, han sido mal diagnosticados como problemas dentro del tanque. Existen muchos instrumentos disponibles de varios fabricantes y la tecnología está avanzando rápidamente. Cada transformador es diferente, por ello, para detectar, una prueba de vibración de referencia debe correrse y los datos registrados para una comparación con futuras pruebas

Para un transformador normal en buenas condiciones, las vibraciones aparecen normalmente a 2 veces la frecuencia de línea (120Hz) asimismo aparecen múltiplos de 2 veces la frecuencia de línea: (240 Hz, 360 Hz), etc. 120 Hz es siempre la más grande y tiene una amplitud de menos de 0.5 pulgadas por segundo (ips=inch per second) y mayor que 0.1 ips. El siguiente pico de interés es la de 4 veces frecuencia de línea o 240 Hz. La amplitud máxima no debe exceder de 0,5 a ips. Ninguno de los picos de armónicos restantes debe exceder de 0,15 ips de amplitud.

#### **4.10 Prueba de relación de espiras.**

Esta prueba solo es necesario ejecutarlo si se sospecha una falla revelado por un DGA, prueba Doble, u operación de relé. La prueba de relación de espiras detecta espiras en cortocircuito por falla de aislamiento evaluando la correcta relación de vueltas.

##### **4.10.1 Procedimiento.**

Las mediciones son efectuadas aplicando una conocida tensión a uno de los devanados y midiendo la tensión inducida en la bobina que le corresponde. Una baja tensión es aplicada en el devanado de alta de modo que la tensión inducida será más baja reduciendo riesgos mientras se ejecute la prueba. La relación de tensión obtenida por la prueba es comparada con la relación de transformación de tensiones de la placa. La relación obtenida en la prueba de campo debe concordar con la fábrica dentro del 0.5 %. Transformadores

nuevos de buena calidad normalmente se asemejan con la placa dentro del 0.1 %.

Para transformadores trifásicos conectado en  $\Delta/Y$  o  $Y/\Delta$  una prueba equivalente trifásica debe ejecutarse. La prueba es ejecutada y calculada a través del correspondiente arrollamiento monofásico. Mirar diagrama en la placa para averiguar qué arrollamiento del primario corresponde al particular arrollamiento en el secundario. Calcular la relación de transformación de cada uno de las 3 fases. En conexión en estrella dividir la tensión entre líneas entre 1.732 para obtener la tensión línea al neutro. Revisar la posición del conmutador para estar seguro que está puesto en la posición en que está basada la tensión de la placa de características. De otro modo la prueba de relación de espiras no podrá ser comparada con la placa.

#### **4.11 Medida de la resistencia en continua.**

Si generación de etileno, etano, y tal vez metano en DGAs no son coherentes, la resistencia de devanados debe ser revisado. Relación de transformación, SFRA, Prueba Doble, u operación de relé indican la justificación de una prueba dc. Resistencia de arrollamientos son probados en el campo para verificar conexiones sueltas en aisladores o taps de los conmutadores. Los resultados son comparados para las otras fases en conexión estrella o entre pares de terminales en una conexión delta para determinar si una resistencia es demasiado alta. Asimismo las resistencias comparadas a la medición original en fábrica o para un transformador gemelo. Concordancia dentro del 5% para cualquiera de las comparaciones de arriba es considerada satisfactoria. Si resistencia de arrollamientos debe ser comparados a valores de fábrica, la resistencia medida deberá ser corregida a la temperatura de referencia usado en fábrica (usualmente 75°C).

Es muy difícil determinar una temperatura real en el campo, y normalmente no es esto necesario. La corrección de temperatura de arriba es necesario solamente si se va comparar con los valores de fábrica. Normalmente, las resistencias de fase son comparados uno con respecto a los otros, o transformadores gemelas a la misma temperatura, y una temperatura real y su corrección no es necesaria.

##### **4.11.1 Procedimiento.**

La Resistencia de arrollamiento es medido usando un Puente de Wheatstone para valores de 1 ohmio o mayores y usando un micro – ohmímetro o Puente de Kelvin para valores por debajo de 1 ohmio. Los taps de los conmutadores deben ser cambiados de contacto en contacto, y la resistencia de contacto debe ser examinado. Asegúrese de tomar la primera prueba con el tap del conmutador “como se encontró”. Lleve un registro exacto

de los diagramas de conexión de modo que más tarde las mediciones sean comparadas.

#### 4.12 Evaluar deterioro del papel (en servicio).

Los dos métodos descritos más abajo 4.12.1 y 4.12.2 deben usarse ambos en conjunto.

##### 4.12.1 Valor total acumulado de CO<sub>2</sub> Y CO.

La norma IEEE C57.104™ “*Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*”, da las condiciones basadas en valores acumuladas totales de CO<sub>2</sub> y CO. Niveles de gases disueltos acumuladas generan cuatro condiciones: Operación normal, Modesta preocupación, Mayor preocupación, y; Riesgo eminente. Niveles de CO<sub>2</sub> y CO en ppm para cada estado se da a continuación

**Tabla 4.6: Condición del papel Usando CO<sub>2</sub> y CO.**

Fuente: Referencias bibliográfica [11].

		CO <sub>2</sub>	CO
Condición 1	Normal	0 - 2,500	0- 350
Condición 2	Modesta preocupación	2,500 – 4,000	351– 570
Condición 3	Mayor preocupación	4,001 – 10,000	571 – 1,400
Condición 4	Riesgo eminente	> 10,000	>1,400

- El estado de la tabla anterior debe estar por lo menos en la Condición 2 ó 3 de uno o ambos gases antes de comenzar una detallada investigación. Si el transformador es relativamente nuevo, CO<sub>2</sub> y otros gases atmosféricos (N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, incluso CO) pueden estar migrando fuera del papel inmerso en aceite porque el papel fue almacenado en aire antes que el transformador fuera ensamblado. Si el papel fue almacenado en un ambiente atmosférico contaminado, una considerable cantidad de CO puede mostrar la prueba DGA. Esto podría hacer ver que el transformador tiene un problema y está generando bastante CO. Sin embargo, si el transformador tiene algún problema real, H<sub>2</sub> y tal vez otros gases calientes (CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) estarán aumentando.

##### 4.12.2 Relación CO<sub>2</sub>/CO.

Calcular la relación CO<sub>2</sub>/CO en normal funcionamiento en cada DGA, basado en la cantidad total de gases acumulados. Ver varios DGAs concentración de CO<sub>2</sub> y CO. La experiencia ha mostrado que con normales temperaturas, la relación de generación de CO<sub>2</sub> está de 7 a 20 veces más alto que CO. Con una relación por encima de 7 de CO<sub>2</sub>/CO, hay poca preocupación. Por debajo de 5 veces CO<sub>2</sub> que CO podría ser considerado normal. Sin embargo, tener cuidado con relación por debajo de 7. Si H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, y C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> se incrementan

significativamente al igual que CO y la relación es 5 o menos, existe probablemente un problema. Tómese su tiempo para conocer el transformador en particular, para una revisión cuidadosa todas las previas DGAs y establecer una normal relación  $\text{CO}_2/\text{CO}$ .

- Luego que se sospeche que existe un problema (un incremento sustancial de CO), la relación debe estar basada en la generación de ambos gases  $\text{CO}_2$  y CO entre sucesivas DGAs y no sobre el total acumulado de los gases  $\text{CO}_2$  y CO.

Si se sospecha un problema, tomar inmediatamente una muestra para un DGA y confirmar la sospecha. Tomar la cantidad de  $\text{CO}_2$  generado entre los DGAs y dividir éste entre la cantidad de CO generado en aquel mismo tiempo para establecer la relación. Un excelente indicador de una temperatura anormal alta y rápido deterioro de aislamiento de celulosa es un  $\text{CO}_2/\text{CO}$  por debajo de 5. Si la relación es 3 o menor, un rápido y severo deterioro de celulosa está ocurriendo. Además de DGAs, ejecutar la prueba de furanos que se explica más adelante. Sobrecalentamiento extremo pérdida de refrigeración o obstrucción del paso de aceite podría producir relación  $\text{CO}_2/\text{CO}$  alrededor de 2 o 3 acompañado de incremento de furanos. Si esto es hallado, se recomienda des-energizar y efectuar una inspección interna; el transformador está en eminente amenaza de falla.

#### **4.12.3 Furanos.**

Cuando se descompone aislamiento de celulosa debido al sobrecalentamiento, productos químicos, además de  $\text{CO}_2$  y CO, son liberados y disueltos en el aceite. Estos compuestos químicos son conocidos como compuestos furánicos o furanos. El más importante, para nuestro propósito es el 2-furfural. Cuando se ordene prueba de DGAs, siempre se debe solicitar que el laboratorio complemente con la prueba de furanos para chequear deterioro del papel. En un transformador en buen estado, no existe furanos detectables en el aceite, o son menores que 100 ppb. En caso que un significativo daño ha ocurrido en el papel aislante debido al calor, se han hallado niveles de furano entre 100 ppb y 70000 ppb. Use los valores de furanos de la Tabla 4.7 de abajo para estimar, no se debe apoyar en una sola evaluación sobre una sola prueba, usar muchas DGAs en un periodo de tiempo para desarrollar tendencia. La primera columna en la Tabla 4.6 es usado para transformadores con papel sin mejoramiento térmico, y la segunda columna es para transformadores con papel con mejoramiento térmico.

Las pruebas han sido efectuadas para 5 diferentes furanos que son causados por diferentes problemas. Los 5 furanos y sus más comunes causas son los siguientes:

5H2F (5-hidroximetil-2-furaldehído) causado por la oxidación (envejecimiento y

calentamiento) del papel

2FOL (2-furfural) causada por la alta humedad en el papel

2FAL (2-furaldehído) causada por el sobrecalentamiento

2ACF (2-acetilfurano) causado por un rayo (rara vez se encuentra en el DGA)

5M2F (5-metil-2-furaldehído) causada por el sobrecalentamiento local grave (hotspot)

**Tabla 4.7: Furanos, DP, Porcentaje de vida uso de papel aislante.**

55 °C Aumento en transf. 2FAL (ppb)	65 °C Aumento en transformador Total Furanos (ppb)	Estimación del grado de polimerización (DP)	Porcentaje estimado de vida útil restante	Interpretación
58	51	800	100	Envejecimiento normal
130	100	700	90	
292	195	600	79	
654	381	500	66	Envejecimiento acelerado
1,464	745	400	50	
1,720	852	380	46	
2,021	974	360	42	
2,374	1,113	340	38	Excesivo envejecimiento. Zona peligrosa
2,789	1,273	320	33	
3,277	1,455	300	29	
3,851	1,664	280	24	Alto riesgo de falla
4,524	1,902	260	19	
5,315	2,175	240	13	Final de vida útil del papel aislante y el transformador
6,245	2,487	220	7	
7,337	2,843	200	0	

#### 4.13 Estimación del deterioro del papel (en inspección interna).

##### 4.13.1 Grado de polimerización (DP: Degree of Polymerization).

No abrir el transformador solamente para efectuar esta prueba. Ejecutar esta prueba solamente si la unidad está abierta por alguna otra razón.

Uno de los más confiables maneras de determinar el deterioro del papel y tiempo de vida restante es la prueba de Grado de polimerización (DP: Degree of Polymerization) de la celulosa. La molécula de celulosa está hecha de una larga cadena en anillo de glucosa que forma la consistencia mecánica de la molécula y el papel. DP es el número promedio de estos anillos en la molécula. Como el papel se envejece o deteriora por calentamiento,



ácidos, oxígeno, y agua, el número de estos anillos decrecen. Cuando el aislante es nuevo, el DP está típicamente entre 1000 y 1400. Como el papel se deteriora, los lazos entre los anillos empiezan a romperse. Cuando el DP alcanza alrededor de 200, el aislamiento ha alcanzado el final de su vida útil. Toda consistencia mecánica del aislante se ha perdido; el transformador debe ser reemplazado.

#### 4.13.2 Procedimiento.

Cuando se hace una inspección interna, o si el transformador está abierto y el aceite está totalmente o parcialmente drenado por cualquier razón en un taller de mantenimiento, tomar una muestra de papel aislante de 1 cm<sup>2</sup> de un punto cercano a la parte superior de la fase central con un par de pinzas. En general, en un transformador trifásico, el papel con mayor envejecimiento térmico estará en la parte superior de la fase central. Si no es posible tomar una muestra de este lugar, tomar la muestra desde la parte superior de una de las otras fases. Envíe esta muestra al laboratorio para la prueba DP. Analizar los resultados mediante la tabla siguiente:

**Tabla 4.8: Valores DP para estimar tiempo de vida restante del papel.**

Aislamiento Nuevo	1,000 DP to 1,400 DP
60% to 66% vida util restante	500 DP
30% vida útil restante	300 DP
0 vida útil restante	200 DP

Fuente: EPRI's Guidelines for the Life Extension of Substations, 2002, chapter 3.

#### 4.14 Inspección interna.

Si es necesaria una inspección interna, ésta debe ser efectuada por un personal experimentado quien conozca exactamente qué buscar y dónde buscar. Muchas veces, mayor daño es hecho abriendo el transformador para una inspección interna de lo que se gana. Existen muy pocas razones para una inspección interna; algunos son lo que a continuación se indica:

- Pruebas extensas muestra serios problemas.
- Funcionamiento inexplicable de relés desconecta del transformador, y las pruebas no son concluyentes.
- Se genera acetileno en el DGA (indica arco interno activo).
- Se generan etileno y etano en cantidades suficientes para causar preocupación. En general, esto indica una mala conexión en la base del aislador o tap del conmutador,

corrientes circulantes, aterramiento adicional del núcleo, o descargas estáticas.

- Aterrado del núcleo debe ser reparado, o si ha desarrollado un aterrado adicional éste debe ser eliminado.
- Análisis de vibraciones y ultrasonidos indican que bobinas sueltas están generando gases por calor causados por la fricción de la vibración de espiras, cuñas sueltas deben ser localizados y reemplazadas.
- Relación  $CO_2/CO$  son muy bajos (alrededor de 2 o 3), lo que indica un deterioro grave de papel por sobrecalentamiento. El sistema de enfriamiento debe ser revisado cuidadosamente antes de abrir el transformador.
- Furanos altas, indican excesiva tasa de envejecimiento, una prueba de DP debe llevarse a cabo.
- La cantidad de partículas de metal está por encima de 5.000 en 10 mililitros de aceite.

#### **14.15 Endoscopio.**

Una nueva tecnología ha sido desarrollada para las inspecciones internas del transformador mediante un endoscopio especialmente diseñado. El endoscopio se puede utilizar con aceite en el interior del transformador; núcleo, bobinas, conexiones, etc., pueden ser examinados y fotografiados. Si es necesario ir en el interior del transformador para las reparaciones, los trabajadores posiblemente sabrán exactamente cuál es el defecto y exactamente qué se debe hacer. Esta tecnología, utilizada correctamente, puede ahorrar tiempo y dinero de reparación.

#### **14.16 Historia de la operación del transformador.**

Una de las más importantes herramientas de diagnóstico de transformadores es el historial de funcionamiento; temperatura, sobrecarga (especialmente a través de fallas), operación de relés, y rayos cercanos. Muchas veces, por un problema o cuando un rayo cae cerca podría generarse acetileno o etileno y otros gases, y éstos quedarán en futuras DGAs. Por fallas (es decir, cuando la corriente de falla pasa a través de los bobinados) severas sujetas el transformador a esfuerzos mecánicos y eléctricos pueden degradar el aislamiento y consistencia mecánica. Excesivo calentamiento causado por sobrecarga sostenida o la pérdida de enfriamiento pueden degradar el aislamiento. El daño puede no ser evidente inmediatamente, pero pueden aparecer años después. Fallas, historia de sobrecargas, y temperaturas deben estar en los registros de operaciones, y una revisión de éstos es necesaria en el diagnóstico de un problema del transformador.

## CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

1. Las pérdidas por histéresis es directamente proporcional a la frecuencia de trabajo del transformador; también pérdidas por histéresis crece exponencialmente con el valor de inducción de trabajo. Se concluye de la Expresión (2.9).
2. En la Expresión (2.10) se puede observar que las pérdidas por corrientes Foucoults es proporcional al cuadrado de la frecuencia e inducción de trabajo. Del mismo modo estas pérdidas son proporcionales al cuadrado del espesor de las chapas; quiere decir que si disminuimos el espesor de las chapas a la mitad, las pérdidas por corrientes parásitos disminuirá a la cuarta parte; pero fabricar chapas muy delgadas encarecería demasiado el costo, a la vez que el factor de apilamiento aumentaría haciendo mucho más voluminoso el equipo.
3. Las pérdidas de vacío no es posible formularlo matemáticamente por su complejidad, a la vez que intervienen muchas variables, tales como calidad de corte, calidad de ensamble, entre otros; por lo que para su estimación se usan tablas proporcionados por los fabricantes de (Curvas watts/kilo, VA/kilo de Fe – Si).
4. Pérdidas en los arrollamientos: La resistencia en corriente alterna es mayor que la resistencia en corriente continua por el efecto cortical, fenómeno por el cual hay mayor densidad de corriente hacia el exterior del conductor; por este hecho las pérdidas en el cobre en a.c. son mayores que las pérdidas halladas en la sección 2.4.3, en las cuales se evaluó las pérdidas para resistencia en d.c. a 20 °C, llamadas pérdidas óhmicas.
5. Al evaluarse el núcleo magnético en la sección 3.1, se elabora la curva de magnetización, la cual es determinante para fijar la inducción de trabajo, que a su vez determina la operación en vacío del transformador. Se mide directamente las pérdidas en el núcleo, también es conocido la corriente de vacío indirectamente. Es decir se confecciona la curva de pérdidas (vatios vs inducción B), la curva de magnetización (VA vs B); como se tiene el peso del hierro silicoso estas curvas se puede referir a unidad de peso.

6. La componente reactiva de la tensión de cortocircuito depende directamente de la distribución geométrica de los devanados del transformador: separación entre bobinas, dimensiones de las mismas, diámetro interno y externo, entre otros; mientras que la componente óhmica de la tensión de cortocircuito depende de la cantidad de cobre usado en las bobinas y de la densidad de corriente
7. El propósito de la prueba tensión aplicada es verificar el buen aislamiento entre bobinas primaria - secundaria, y; el buen aislamiento entre cada una de estas bobinas contra tierra. Asimismo el propósito de la prueba de doble frecuencia o tensión inducida es verificar el buen aislamiento entre capas y entre espiras de cada uno de los devanados.
8. En general la realización de las pruebas para los transformadores de distribución es de gran importancia ya que de nada sirve colocar una gran estructura y buenos cálculos cuando la parte operativa tiene alguna deficiencia, la cual saldrá a relucir precisamente en las pruebas.
9. Las siguientes pruebas resultan de mayor importancia para diagnosticar el estado de un transformador: Cromatografía de gases, termografía infrarroja, análisis físico-químico del aceite dieléctrico, análisis de furanos, contenido de humedad.
10. La prueba de corriente de excitación tiene que ver con la reluctancia del núcleo magnético, mientras que la prueba de impedancia de dispersión tiene que ver con la geometría de las bobinas; por lo que estas pruebas nos ayudan a identificar si existe algún problema en el núcleo magnético o bobinados, respectivamente.
11. La humedad y el oxígeno son los elementos más perjudiciales para un transformador sumergido en aceite, por lo que se debe evitar la presencia de estos elementos.

## **ANEXOS A**

## HOJA DE BOBINADO

**kVA:** 100

**Voltios:**  $\frac{10000 \mp 2 \times 2.5\%}{230}$

**S<sub>fe</sub>:**

**N° Escalones:** 5

**B:** 1.47 T

**Fases:** 3

**Amperios:**  $\frac{5.77}{251}$

**Hv:** 338 mm

**Ø:** 125 mm

**G<sub>fe</sub>:** 178.6 K

**Ciclos:** 60 Hz.

**Clase:** ONAN

**v<sub>cc</sub>:** 3.79 %

**Grupo:** Dy11

**G<sub>cu(PT)</sub>:** 18.5 K

**G<sub>cu(AWG17)</sub> = 43.7 k**

**DATOS DE BOBINADO X COLUMNA**

	BAJA TENSIÓN	ALTA TENSIÓN
Ubicación	Interior	Exterior
Sentido enrollamiento	Derecho	Derecho
Densidad de Corriente	3.42 A/mm <sup>2</sup>	3.2 A/mm <sup>2</sup>
Conductor	Platina 18 x 4mm	1.15 mm diámetro
Aislamiento	4 papeles kraft a ½ cinta	Doble capa esmalte
Cond. Con aislamiento	18.5 x 4.5 mm	1.24 mm diámetro
Espiras en total	32	2530
N° capas	2	11
Espiras x capa	16 x 2	231 x 10 + 220 x 1
Separación entre capas	Presspan 1mm	Presspan de 0,5mm
Diámetro medio	146 mm	198mm
Espesor radial	11mm	19 mm
Longitud axial	328 mm	310 mm
Separación entre devanados: 8 mm de aceite + 3 mm Presspan = 11 mm		
Peso del cobre	9.4x3 = 28.2 Kg	14.57x3 = 43.7 K
Conexión de columna	Y	Δ
Diámetro de molde	130 mm	
Longitud axial neta	314 mm (relleno 7 mm)	288 mm (relleno 11 mm)

**DERIVACIONES:**

Tap	V.	# Espiras
1	10500	2530
2	10250	2470
3	10000	2410
4	9750	2350
5	9500	2289



## **ANEXOS B**

## PROTOCOLO DE PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR

<b>PROTOCOLO DE PRUEBAS</b>	<b>TRANSFORMADOR</b>	<b>ACEITE: X</b>							
<b>CLIENTE:</b>									
<b>CARACTERÍSTICAS DE LA MAQUINA</b>									
Maca :	Potencia :	100 kVA	Refrigeración :	ONAN					
Número de serie :	Relac. de tensión :	10000/230 V	Altitud :	1000 msnm					
Tipo :	Relac. de corriente :	577 / 537 - 56 V	Montaje :	EXTERIOR					
Año de fabricación :	Grupo de conexión :	Dy11	Nivel Aislamiento Primario :	28 kV					
Norma : Itintec 370 002	Vcc (%) :	3.74 %	Nivel Aislamiento Secundario :	2.5 kV					
Frecuencia : 60 Hz	Regulación :	± 2 x 2.5 %	Peso :	Kg					
<b>1.- MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</b>			T amb. = 26 °C						
DENOMINACION		Primario - Secundario	Primario - Masa	Secundario - Masa					
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO		14 400 m?	12 000 m?	1 600 m?					
INDICE DE POLARIZACION		IP > 1.5	IP > 1.5	IP > 1.5					
VOLTAJE APLICADO		5 000 V	5 000 V	1 000 V					
<b>2.- MEDIDA DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACION, VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD Y GRUPO</b>			10000 / 230 V						
POS. COM.	RELACIÓN TEÓRICA	RELACIÓN DE MEDIDA			ERROR DE RELACION (%)	GRUPO			
		U - V / vw - u	U - V / vw - u	W - U / uv - w					
1	52.715	52.734	52.731	52.736	0.0362	Dy5			
2	51.459	51.490	51.489	51.492	0.0600	Dy5			
3	50.204	50.293	50.242	50.2458	0.1108	Dy5			
4	48.949	48.977	48.974	48.978	0.0553	Dy5			
5	47.694	47.709	47.708	47.710	0.0311	Dy5			
<b>3.- MEDIDA DE LA TENSION DE RUPTURA DE ACEITE</b>		Tamb (°C)	NORMA	KV	MARCA DE ACEITE	TIPO DE ACEITE			
		26.0	ASTM D1816 - 79	42	NYNAS AB	NYTRO ORION 1			
<b>4.- PRUEBA EN VACIO: Alimentacion por el lado Secundario</b>									
POS. COM.	VOLTIOS Cv = 1			AMPERIOS CA = 1		WATIOS Cw = 1			
	u - v	v - w	w - u	U	V	W	TOTAL		
3	233	230.0	228.0	3.8	3.2	3.7	395.0		
<b>5.- MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE LOS ARROLLAMIENTOS</b>									
ARROLLAMIENTO SECUNDARIO			T amb = 26 °C	ARROLLAMIENTO DE PRIMARIO			T amb. = 26 °C		
u - v	3.75 mV	0.50 A	7.45 m?	U - V	17.6 V	1.00 A	17.6 ?		
v - w	3.75 mV	0.50 A	7.45.00 m?	V - W	17.6 V	1.00 A	17.6 ?		
w - u	3.75 mV	0.50 A	7.45 m?	W - U	17.6 V	1.00 A	17.6 ?		
<b>6.- PRUEBA EN CORTOCIRCUITO: Alimentacion por lado primario</b>									
POS. COM.	VOLTIOS Cv = 1			AMPERIOS CA = 1		WATIOS Cw = 1		Tcc (%)	
	U - V	V - W	W - U	U	V	W	TOTAL		
3	401	395.0	397.0	5.80	5.72	5.78	1970.5	1970.5	3.98
<b>7.- PRUEBA DE TENSION INDUCIDA</b>				<b>8.- PRUEBA DE TENSION APLICADA</b>					
Alm por Secund.	Frecuencia	Amp.	SEGUNDOS	Primario / Secund - M	KV	10.6 mA	60 Seg.		
460.0 V	120 Hz	1.5	60.0	Secundario / Prima - M	KV	0.90 mA	60 Seg.		
<b>9.- RESUMEN</b>				MEDIDO (26°C)					
Pfe a Vnom (Wats)				395.0					
Pcu a Inom (Watts) + Padic.				1970.5					
Tcc a Inom (%)				3.98					
Io a Vnom (A)				3.57					

## **ANEXOS C**

## EQUIPAMIENTO DE LA SALA DE PRUEBAS USADO

La sala de pruebas donde se efectuaron las pruebas del transformador, cuentan con los siguientes equipos e instrumentos:

- **TERMÓMETRO**



MARCA: Raynger  
MODELO: ST

- **MEDIDOR DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN**



MARCA: Chauvin Arnoix  
MODELO: DTR 8500

- **MEGÓHMETRO**



MARCA: Megabras  
MODELO: MI15KVE

- **MULTIMETRO**

---

Multímetros empotrables no expansibles (251 parámetros eléctricos) de LED



DMK 3...  
DMK 40



MARCA: Lovato  
MODELO: DMK3



- **CONVERTIDORES DE FRECUENCIA**



MARCA: Weg  
MODELO: CFW09

- **VARIADOR DE TENSIÓN**



El equipo es un motor de inducción de rotor bobinado, en la cual se ha puesto en serie las bobinas del estator con las bobinas del rotor; trabaja con el eje bloqueado. Al girar el eje progresivamente se obtiene una tensión variable proporcional al ángulo de giro, desde un valor mínimo hasta un valor máximo (si se sigue rotando el eje se repetirá el ciclo), en este caso particular de la fotografía la tensión variable capaz de entregar está entre 20 V a 420 V; con capacidad de corriente hasta 60 A.



- **FUENTE DE ALTA TENSIÓN**  
**Transformador para ensayo de tensión aplicada**



Es un transformador de tensión cuya tensión de ingreso está entre 0 – 220 V. y tiene como salida una tensión según la relación de transformación  $V1/V2 = 70000/220$ . Es decir cuando ingresa 220 V en el primario, en el secundario entrega 70 kV (que es la máxima tensión en este equipo en particular) que se usa para la prueba de tensión aplicada.

## **ANEXOS D**

**TABLA DE DIMENSIONES DE CONDUCTORES ESMALTADOS**

CALIBRE	DIÁMETRO NOMINAL COBRE	INCREMENTO MÍNIMO		DIÁMETRO	
		DE ESMALTE		MÁXIMO	
		SE	DE	SE	DE
AWG	mm	mm	mm	mm	mm
41	0,071	0,005	0,013	0,084	0,091
40	0,079	0,005	0,015	0,094	0,102
39	0,089	0,005	0,015	0,104	0,114
38	0,102	0,008	0,018	0,119	0,130
37	0,114	0,008	0,020	0,132	0,145
36	0,127	0,010	0,020	0,147	0,160
35	0,142	0,010	0,023	0,163	0,178
34	0,160	0,013	0,025	0,183	0,198
33	0,180	0,013	0,028	0,206	0,224
32	0,203	0,015	0,030	0,231	0,249
31	0,226	0,015	0,033	0,254	0,274
30	0,254	0,018	0,036	0,285	0,302
29	0,287	0,018	0,038	0,320	0,338
28	0,320	0,020	0,041	0,356	0,373
27	0,361	0,020	0,041	0,396	0,417
26	0,404	0,023	0,043	0,440	0,462
25	0,455	0,023	0,046	0,493	0,516
24	0,511	0,025	0,048	0,551	0,577
23	0,574	0,025	0,051	0,617	0,643
22	0,643	0,028	0,053	0,686	0,714
21	0,724	0,028	0,056	0,770	0,798
20	0,813	0,031	0,058	0,861	0,892
19	0,912	0,031	0,064	0,963	0,993
18	1,02	0,033	0,066	1,077	1,110
17	1,15	0,036	0,071	1,207	1,240
16	1,29	0,036	0,074	1,349	1,384
15	1,45	0,038	0,076	1,509	1,547
14	1,63	0,041	0,081	1,692	1,732
13	1,83	-	0,071	-	1,923
12	2,05	-	0,074	-	2,151
11	2,30	-	0,076	-	2,408
10	2,59	-	0,079	-	2,690
9	2,91	-	0,081	-	3,020
8	3,26	-	0,084	-	3,380
7	3,67	-	0,086	-	3,790

## **ANEXOS E**

**DATOS OBTENIDOS EN LA ELABORACIÓN DE LA CURVA DE MAGNETIZACIÓN  
DEL NÚCLEO:**

A (Amp.)	V (Volts)	B (Tesla)
0,2	2,9	0,21
0,2	4,3	0,31
0,2	5,8	0,41
0,3	7,4	0,53
0,4	8,8	0,62
0,5	10,1	0,72
0,6	11,5	0,82
0,7	13,1	0,93
1,0	14,5	1,03
1,4	16,0	1,13
2,0	17,4	1,23
2,8	18,8	1,33
4,0	20,2	1,43
5,1	21,7	1,54
7,6	22,9	1,62
11,3	24,4	1,73
17,2	25,7	1,82
26,6	27,2	1,92
40,8	28,5	2,02
62,7	29,6	2,10

A, V: Corriente y Tensión leída con un el amperímetro y voltímetro que se muestra en la fotografía.



Evaluación del núcleo magnético: Determinación de la curva de magnetización para fijar la inducción de trabajo del transformador.

## **ANEXOS F**



## CUADRO DE PRUEBAS DE UN TRANSFORMADOR

Arrollamientos	Resistencia DC Relación de vueltas Reactancia de dispersión Análisis de respuesta en frecuencia (SFRA) Prueba Doble (Para arrollamientos o aceite) Capacitancia Corriente de excitación y pérdidas Factor de potencia/Factor de disipación
Aisladores y pararrayos	Capacitancia (Prueba Doble) Pérdidas dieléctricas (vatios) Factor de potencia Temperatura (cámara infrarroja) Nivel de aceite (aisladores solamente) Inspección visual para rotura de porcelana y grietas y astillas
Aceite aislante	Análisis de gases disueltos (DGA) Rigidez dieléctrica Partículas de metal disueltas (si tiene problema de bombas) Humedad Factor de potencia/Factor de disipación (Prueba Doble) Tensión superficial Acidez Furanos Inhibidor de oxígeno
Núcleo	Resistencia de aislamiento Prueba a tierra
Conservador	Visual (fuga de aceite y fugas en diafragma) Sistema de ingreso aire (color del disecante) Calibración del medidor de nivel
Tanques y auxiliares	Relé de súbita presión (prueba de funcionamiento) Válvula de alivio de presión (visual) Relé Buchholz (Inspección visual de gases) Indicador de temperatura de la parte superior del aceite Indicador de temperatura de arrollamientos Escaneo infrarrojo de temperatura Análisis de fallas (sónico) Análisis de vibración
Sistema de enfriamiento	Limpieza (paleta de ventiladores y radiadores) Ventilador y controles (verificar la rotación) Bomba de aceite (revisar indicador de flujo, verificar rotación) Rodamiento de bombas (vibración, sonido y temperatura) Revisar radiador (válvulas abiertas) Revisar sistema de enfriamiento con cámara infrarroja

Fuente: Adaptación de IEEE 62-1995, de la bibliografía [10]

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Diseño De Máquinas Eléctricas I**, Dictado como cursos de pregrado en la UNI por el Ing. Manuel Carranza Arévalo
- [2] **Juan Corrales Martín**, Cálculo Industrial de máquinas eléctricas: Tomo I, Edit: Universidad Politécnica de Barcelona - 1976
- [3] **E.E. Staff del M.I.T.**, Circuitos magnéticos y transformadores, Editorial Reverté S.A. - 1965
- [4] **M. Kostenko, L. Piotrovsky**, Máquinas eléctricas: Tomo II, Editorial Mir Moscú
- [5] **Raúl Soto Bringas**, Tema de Tesis UNI-FIEE: Diseño y fabricación de transformador trifásico de 160 kVA 10+-2x2.5%:
- [6] **Jesús Bellido Centeno**, Tema de Tesis UNI-FIEE: Diseño de una sala de pruebas de rutina para transformadores de distribución
- [7] **Normas: ITINTEC 370.002, Normas IEC 76**
- [8] **Transformer Diagnostics**, Facilities Instructions, Standards, and Techniques: Volume 3-31 - Jun. 2003
- [9] **<http://www.syse.com.mx/resistenciadeaislamiento.shtml>**
- [10] **Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus**, Part 1: Oil-filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, IEEE 62-1995
- [11] **Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers**, Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) C57.104